Universidad Zaragoza
1542

Trabajo Fin de Máster

Análisis energético y económico de los posibles fallos y su repercusión en las actividades de O&M de una Central Solar Fotovoltaica de gran potencia de la compañía Iberdrola

Autor/es

Ismael Solano Rodríguez

Director/es

Alejandro del Amo Sancho

Escuela de Ingeniería y Arquitectura (E.I.N.A.) / 2018

TRABAJOS DE FIN DE GRADO / FIN DE MÁSTER

Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza

DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

D./Dª. ISMAEL SOLANO RODRÍGUEZ,

con nº de DNI Y5694494F en aplicación de lo dispuesto en el art. 14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster) Máster, (Título del Trabajo) Análisis energético y económico de los posibles fallos y su repercusión en las actividades de O&M de una Central Solar Fotovoltaica de gran potencia de la compañía Iberdrola.

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, 17 abril de 2018

Fdo:

RESUMEN

Análisis energético y económico de los posibles fallos y su repercusión en las actividades de O&M de una Central Solar Fotovoltaica de gran potencia de la Compañía Iberdrola

En el presente proyecto se realiza un análisis energético y económico derivado de las indisponibilidades en los diferentes equipos que conforman una central fotovoltaica de gran potencia, en paralelo realizaremos un modelo el cual nos permita estimar el coste económico necesario para llevar a cabo un mantenimiento correctivo, necesario para atender cada una de las indisponibilidades anteriores, en base a ambos resultados, tendremos la posibilidad de lograr una comparativa entre ambas pérdidas económicas.

Esta comparativa serán de fácil interpretación mediante la generación de gráficas, en donde el operador podrá detectar el tiempo estimado en converger el gasto por pérdida energética vs coste de correctivo, determinando así la criticidad de la falla y el tiempo permisible de respuesta para el equipo de O&M, de este modo el gestor de la central se permitirá decidir con mayor fiabilidad si el mantenimiento correctivo requiere de atención inmediata, seleccionar los alcances de las garantías con su proveedor y crear un modelo de contractual de O&M que permita maximizar el beneficio económico de la central.

Para poder llevar a cabo este análisis, se tomó como referencia una Central Solar Fotovoltaica de gran potencia de la compañía Iberdrola, esta se encuentra localizada el municipio de Santiago, San Luis Potosí, México. Dicha central inicio el proceso de construcción en el año 2017 y planea entrar en operación comercial en el último trimestre del año 2018, contando con una potencia pico de 231 MW (CD). Es importante mencionar la presencia de la compañía Iberdrola en la República mexicana, la cual actualmente cuenta con una potencia instalada de 410 MW en energía eléctrica de fuentes renovables y una amplia cartera de proyectos de hasta 2 900 MW.

De igual modo es destacable la fidelidad de la información, debido al gran interés de la compañía Iberdrola para iniciar con una mejora en la toma de decisiones que requiere la gestión de centrales solares fotovoltaicas de gran potencia, aunada a la poca experiencia en esta modalidad, se contó con el puntual seguimiento en la realización de dicho análisis, buscando realizar una hoja de cálculo con gran potencia pero generalizada al punto de ser aplicable a proyectos futuros en la república mexicana, la información proporcionada por el área de explotación internacional y así mismo por los administradores de dichos emplazamientos.

Índice

1. OBJETIVO.

El propósito de este análisis es definir el impacto (pérdidas) energéticas y económicas derivadas de una mal función en los equipos principales de una Planta de Energía Solar Fotovoltaica de Gran Potencia de la empresa Iberdrola, realizando varios escenarios de falla estimando sus efectos y así poder delimitar el alcance de las actividades de O&M como los tiempos de respuesta permitidos.

2. ALCANCE.

Este procedimiento se desarrollará mediante la aplicación de hojas de cálculo de Excel (perteneciente a la suite de Microsoft Office) teniendo la bondad de ser aplicable a todas las Grandes Plantas Fotovoltaicas conectadas a Red que empleen tecnologías de seguimiento a 1 eje horizontal, durante la fase de Ingeniería, Procura, Puesta en Servicio como de O&M.

Las actividades necesarias a desarrollar durante el diseño de la herramienta de análisis serán las siguientes:

- Recolección de información referente a Normatividad y legislación en la República mexicana en materia de tecnologías solares fotovoltaicas conectadas a red, Energías Renovables en México y presencia de la compañía Iberdrola.
- Recolección de información de las tecnologías empleadas en grandes plantas fotovoltaicas, configuraciones, (CSF-Santiago, San Luis Potosí, México de la compañía Iberdrola).
- Definición de equipos principales de una central solar fotovoltaica de gran potencia, coste ordinario de mantenimientos correctivos, garantías y equipos de respaldo.
- Desarrollo de un modelo de simulación estadística que permita cuantificar el recurso solar en latitudes correspondientes a la Republica mexicana, impacto técnico-económico a la central en funciòn del equipo en avería, día, mes y latitud geográfica, de igual modo tendrá la bondad de cuantificar el coste por atenciòn preventiva/correctiva y como consecuencia el tiempo estimado de respuesta permisible por el equipo de O&M.
- Comprobación del modelo de simulación estadística mediante el software PVsyst, se simularan escenarios similares para validar la potencia y veracidad de la herramienta de cálculo elaborada para latitudes de la República Mexicana.
- Simulación de escenarios y análisis de resultados.
- Conclusión.

3. DOCUMENTACIÓN APLICABLE Y/O REFERENCIAS NORMATIVAS.

3.1. Estándares Internacionales en Instalaciones conectadas a la red

En una instalación solar fotovoltaica se presentan dos grupos de sistemas principales bien diferenciados. Por un lado, se halla la planta solar en sí misma, y por otro, los sistemas

complementarios para la monitorización, soporte y ayuda a la explotación, que, aunque no son exclusivos de estas instalaciones, sí desempeñan un papel fundamental en el mantenimiento, la integridad y el correcto funcionamiento de éstas.

3.2. Normatividad técnica Internacional

La normativa fotovoltaica se refiere al conjunto de normas, que permiten establecer especificaciones de calidad sobre procesos, productos, servicios, métodos de prueba, competencias, etc., además de coadyuvar en la orientación del consumidor las cuales son redactadas por un organismo gubernamental o privado definiendo así su aplicación (de carácter voluntario u obligatorio).

La normativa fotovoltaica está asociada internacionalmente (a nivel europeo), a los siguientes organismos:

- IEC (International Electrotechnical Commission).
- CENELEC (Comité Européen de Normalisation Electrotechnique).

Asimismo, en Estados Unidos se encuentra su homologo:

- IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers).

En España, las normas CENELEC (EN) son traducidas al español y publicadas, como normas AENOR (*Asociación Española de Normalización y Certificación*).

Dentro de la normativa de plantas solares se resumen las **protecciones eléctricas** necesarias para garantizar la fiabilidad y seguridad de la instalación. Entre la abundante reglamentación cabe destacar la del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) que recomienda unos criterios técnicos que deben tomarse en consideración en el diseño de instalaciones solares fotovoltaicas. Estos requisitos están recogidos en los pliegos de condiciones técnicas de instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de red y conectadas a red.

Por su parte, las compañías distribuidoras poseen normas regionales específicas para la conexión a la red de instalaciones fotovoltaicas. Por lo tanto, es imprescindible consultar la normativa pertinente según la localización geográfica de la instalación.

- **Normativa de inversores**

  - **EN 62477-1** Requisitos de seguridad para sistemas y equipos de conversión de potencia de semiconductores.
    - Parte 1: Generalidades
  - **UNE-EN 62109** Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos
    - Parte 1: Requisitos generales
    - Parte 2: Requisitos particulares para inversores.
  - **IEC/TS 62910** Ed. 1.0 Test procedure of Low Voltage Ride-Through (LVRT) measurement for utility-interconnected photovoltaic inverter (*Procedimiento de prueba de medición de paso bajo de baja tensión (LVRT) para el inversor fotovoltaico interconectado a la red pública*).

- **UNE 206006 IN** Ensayos de detección de funcionamiento en isla de múltiples inversores fotovoltaicos conectados a red en paralelo.

- **UNE 206007** Requisitos de conexión a la red eléctrica.
  - Parte 1 Inversores para conexión a la red de distribución (UNE 206007-1).
  - Parte 2 Requisitos relativos a la seguridad del sistema para instalaciones constituidas por inversores (UNE 206007-2).

- **PNE 217001 IN** Requisitos y ensayos para sistemas que eviten el vertido de energía a la red de distribución.

➢ **Normativas de compatibilidad electromagnética**

Actualmente, no hay ninguna norma específica de compatibilidad electromagnética relacionada con los Sistemas Fotovoltaicos. Sin embargo, sí que se está desarrollando un proyecto:

- **IEC 62920 Ed.1** EMC requirements and test methods for grid connected power converters applying to photovoltaic power generating systems (*Requisitos de EMC y métodos de prueba para convertidores de potencia conectados a la red que se aplican a sistemas de generación de energía fotovoltaica*).

➢ **Normativas de calidad**

- **UNE-EN 50530** Rendimiento global de los inversores fotovoltaicos conectados a la red.
- **UNE-EN 61683** Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento**.**

➢ **Requerimientos de conexión a red**

- **IEEE 1547** Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems (*Estándar para interconectar recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica*)**.**

- **IEEE 1547.1** Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems (*Procedimientos de prueba de conformidad estándar para equipos que interconectan recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica*).

- **IEEE C 62.41.2** Practice on characterization of surges in low-voltage (1000 V and less) ac power circuits (*Practica en la caracterización de sobretensiones en circuitos de baja potencia de CA, 1000 V y menos*)**.**

- **IEEE C62.45** Recommended Practice on Surge Testing for Equipment Connected to Low-Voltage (1000 V and Less) AC Power Circuits (*Práctica recomendada en pruebas de sobretensión para equipos conectados a circuitos de alimentación de CA de bajo voltaje, 1000 V y menos*).

- **UNE-EN 62466** Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- **UNE-EN 61727** Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- **UNE-EN 60364-7-712** Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV).
- **IEC 60947-7-1** Aparamenta de baja tensión. Bloques auxiliares. Conductores eléctricos.
- **UNE-EN ISO 9488:2001** Energía solar. Vocabulario.
- **PNW 82-954** Ed. 1.0 Photovoltaic system performance - Part 2: Capacity evaluation method, proposed IEC 61724-2 (*Desempeño del sistema fotovoltaico - Parte 2: Método de evaluación de la capacidad*).
- **PNW 82-944** Ed. 1.0 Future IEC 629 TS Ed.1: Information model for availability of photovoltaic (PV) power systems (*Modelo de información para la disponibilidad de sistemas de energía fotovoltaica PV*).

➢ **Recurso Solar**

- **IEC 60068-2-5:2010** Environmental testing - Part 2-5: Tests - Test Sa: Simulated solar radiation at ground level and guidance for solar radiation testing (*Pruebas ambientales - Parte 2-5: Pruebas - Prueba Sa: radiación solar simulada a nivel del suelo y orientación para las pruebas de radiación solar*).

3.3. Legislación fotovoltaica UE

Un aspecto esencial a considerar previo a la realización de cualquier proyecto de instalación fotovoltaica de conexión a red, es conocer la legislación y normativa fotovoltaica que esté vigente en la zona del emplazamiento, desafortunadamente es muy común desconocer los lineamientos locales durante la fase de ingeniería, estos inconvenientes crean una serie de afectaciones en la fase de montaje, derivando incumplimientos contractuales, amonestaciones administrativas por parte del cliente y/o en su caso, el sobrecoste del proyecto, es altamente necesario conocer el lineamiento en materia de seguridad física, ambiental y calidad para evitar sobrecostes con las compañías aseguradoras como con el monto de ejecución del proyecto así como autoridades locales.

En España, el marco regulatorio deberá atenderse de acuerdo a los siguientes niveles:

- Europea (Directivas)
- Nacional (Leyes, Reales Decretos/RD)
- Comunidades Autónomas, Municipales y Reglamentos de Red Eléctrica Española y de las Compañías de distribución.

Cuando no exista disposición normativa de obligado cumplimiento aplicable, se deberán tener en cuenta los siguientes elementos:

a) Normas técnicas nacionales de transposición de normas europeas no armonizadas.

b) Normas UNE.
c) Recomendaciones de la Comisión Europea.
d) Códigos de buenas practices.
e) El Estado actual de la Técnica.

A continuación, se presenta la legislación fotovoltaica actualizada:

- **Real Decreto 1955/2000**, Actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- **Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RD 842/2002),** Instrucciones Complementarias, ITC 40 (Nota de Interpretación Técnica de la equivalencia de la separación Galvánica de la Conexión de Instalaciones generadoras en Baja Tensión).
- **Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006).**

- **Real Decreto 647/2011** Gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.

- **Real Decreto 1699/2011** Conexión a red de instalaciones de producción eléctrica de pequeña potencia.

- **Real Decreto 1544/2011** Tarifas de acceso a productores, en regimen ordinario y especial.

- **Real Decreto 661/2007** Actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- **Orden IET/3586/2011** Peajes de acceso y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

- **Real Decreto-ley 1/2012** Suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

- **Real Decreto 1718/2012** Procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW

- **Real Decreto-ley 9/2013 M**edidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

- **Ley 24/2013** Sector Eléctrico.

- **Real Decreto-ley 2/2013** Medidas urgentes en el sistema eléctrico y sector financiero.

- **Orden HAP/703/2013** Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica.

3.4. Normatividad técnica en sector solar fotovoltaico (México)

Hoy en día el mercado solar fotovoltaico en México presenta una amplia área de oportunidad, esto debido a las nuevas reformas energéticas establecidas por el gobierno mexicano, acompañado de la alarmante necesidad de energía eléctrica en algunas comunidades de la República Mexicana, se estima que la población por electrificar es de al menos 4,2 millones de habitantes distribuidos en 74,000 comunidades [2].

3.4.1. Diseño

- **NMX-J-643/1-ANCE-2011** (IEC 60904-1) - Dispositivos fotovoltaicos-Parte 1: Medición de la característica corriente- tensión de los dispositivos fotovoltaicos.

- **NMX-J-643/2-ANCE-2011 (IEC 60904-2)** - Dispositivos fotovoltaicos-Parte 2: Requisitos para dispositivos solares de referencia.

- **NMX-J-643/3-ANCE-2011 (IEC 60904-3)** - Dispositivos fotovoltaicos-Parte 3: Principios de medición para dispositivos solares fotovoltaicos terrestres (FV) con datos de referencia para radiación.

- **NMX-J-643/5-ANCE-2011 (IEC 60904-5) -** Dispositivos fotovoltaicos-Parte 5: Determinación de la temperatura equivalente de la celda (ECT) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de tensión de circuito abierto.

- **NMX-J-643/7-ANCE-2011 (IEC 60904-7) -** Dispositivos fotovoltaicos-Parte 7: Cálculo de la corrección del desajuste espectral en las mediciones de dispositivos fotovoltaicos.
-
- **NMX-J-643/9-ANCE-2011 (IEC 60904-9)** - Dispositivos fotovoltaicos-Parte 9: Requisitos para la realización del simulador solar**.**
-
- **NMX-J-643/10-ANCE-2011 (IEC 60904-10) -** Dispositivos fotovoltaicos-Parte 10: Métodos de mediciones lineales.

- **NMX-J-643/11-ANCE-2011 (IEC 60891) -** Dispositivos fotovoltaicos-Parte 11: Procedimientos para corregir las mediciones de temperatura e irradiancia de las características corriente-tensión.

- **NMX-J-643/12-ANCE-2011 (IEC 61836) -** Dispositivos fotovoltaicos-Parte 12: Términos, definiciones y simbología.

3.4.2. Seguridad

- **NMX-J-618/1-ANCE-2010 (IEC 61730-1) –** Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 1: Requisitos generales para construcción**.**

- **NMX-J-618/2-ANCE-2011 (IEC 61730-2) –** Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 2: Requisitos para pruebas.

- **NMX-J-618/3-ANCE-2011 (IEC 61646) -** Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 3: Requisitos para módulos fotovoltaicos de película delgada-Calificación del diseño.

- **NMX-J-618/4-ANCE-2011 (IEC 61215) -** Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 4: Requisitos para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino-Calificación del diseño.

- **NMX-J-618/5-ANCE-2011 (IEC 61701) -** Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 5: Método de prueba de corrosión por niebla salina en módulos fotovoltaicos.

- **NMX-J-618/6-ANCE-2011 (IEC 61345) -** Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 6: Método de prueba UV (ultravioleta) para módulos fotovoltaicos.

3.4.3. Eficiencia

- **NMX-J-655/1-ANCE-2011 (IEC 61853-1) –** Desempeño y eficiencia en sistemas fotovoltaicos (FV)-Parte 1: Mediciones de desempeño para irradiancia, temperatura y energía en módulos fotovoltaicos.

- **NMX-J-655/2-ANCE-2011 (IEC 61683)** - Desempeño y eficiencia en sistemas fotovoltaicos (FV)-Parte 2: Acondicionadores de energía-Procedimiento para la medición de la eficiencia.

- **NMX-J-655/3-ANCE-2011 (IEC 62509)** – Desempeño y eficiencia en sistemas fotovoltaicos (FV)-Parte 3: Controladores de carga de baterías para sistemas fotovoltaicos-Desempeño y funcionamiento.

3.4.4. Electrificación en zonas rurales

- **NMX-J-653-ANCE-2011 (IEC 61427)** – Celdas secundarias y baterías para sistemas de energía fotovoltaicos- Requisitos generales y métodos de prueba.

- **NMX-J-656/1-ANCE-2011 (IEC 62109-1)** – Evaluación de la seguridad en dispositivos fotovoltaicos-Parte 1: Seguridad en equipos de conversión de energía para uso en sistemas FV-Requisitos generales.

- **NMX-J-656/2-ANCE-2011 (IEC 62109-2) -** Evaluación de la seguridad en dispositivos fotovoltaicos-Parte 1: Seguridad en dispositivos inversores de energía para uso en sistemas FV-Requisitos particulares.

- **NMX-J-657/1-ANCE-2011 (IEC 62257-1) –** Sistemas híbridos y de energía renovable – Guía para la electrificación rural – Parte 1: Introducción general.

- **NMX-J-657/5-ANCE-2011 (IEC 62257-5) -** Sistemas híbridos y de energía renovable – Guía para la electrificación rural – Parte 5: Protección contra riesgos eléctricos

- **NMX-J-657/7-ANCE-2011 (IEC 62257-7) -** Sistemas híbridos y de energía renovable – Guía para la electrificación rural – Parte 7: Generadores.

- **NMX-J-657/7-1-ANCE-2011 (IEC 62257-7-1) –** Sistemas híbridos y de energía renovable – Guía para la electrificación rural – Parte 7-1: Generadores fotovoltaicos.

3.5. Generación y regulación de energías renovables en México

Como se comentó en el apartado anterior, previo al diseño y/o dimensionamiento de una central solar fotovoltaica es necesario delimitar previamente las competencias que tienen los organismos regulatorios en la zona de implantación o desarrollo del proyecto, en el caso de la República Mexicana, es necesario conocer la legislación de cada uno de los estados conforme al marco constitucional, así como las leyes secundarias derivadas de éste, cuya publicación tiene relevancia en el periodo 2014/2015.**[1]**

Es indispensable conocer las políticas públicas en materia energética de acuerdo a la actividad programática del Estado, es decir, identificar los objetivos, líneas de acción y metas que a nivel nacional se han fijado con el propósito de determinar cuáles de ellas tienen influencia o representan áreas de oportunidad para que los estados impulsen proyectos de energía renovable, resultando conveniente para comercializadores, productores y tecnólogos.

Es importante señalar que con la reforma energética (2013) se modifica el marco constitucional del sector de hidrocarburos y el de la industria eléctrica; con ello se abre oportunidad para la *participación del sector privado* en el proceso de generación de energía eléctrica, entre otras cosas. Antes de dicha reforma, el suministro eléctrico era facultad exclusiva del Estado y sólo se permitía la generación de energía eléctrica por parte de privados a través de figuras como la de "*productor independiente de energía"*, el autoabastecimiento y el pequeño productor, siempre que no formaran parte del suministro público, (limitante para la promoción y el uso de las energías renovables). **[1]**

Con el nuevo marco legal es posible que privados puedan participar en el suministro eléctrico, así pues, en este proyecto se citan las disposiciones técnicas que permitirán a las entidades privadas implementar proyectos de energías renovables, particularizando en el recurso solar como fuente primaria de conversión (Energía Solar Fotovoltaica de Gran Potencia).

En el caso de México, las características geográficas, hacen que el país cuente con un importante potencial para la generación de energía a través de fuentes renovables. El Inventario Nacional de Energía Renovables (INERE), el cual es un sistema de información geográfica desarrollado por la Secretaría de Energía (SENER), publicó los siguientes datos para la generación de energía eléctrica en el país, conforme la última actualización de junio de 2017. **[1]**

Recursos	Geotérmica	Minihidráhulica	Eólica	Solar	Biomasa
Posible	78.799	-	87.600	6.500.000	11.485
Probable	60.286	23.028	19.805	16.351	391
Probado	892	2.378	10.513	843	592

Tabla 1. Potencial de generación eléctrica por energías renovables (GWh/año) **[2]**

Es importante precisar las particularidades tanto del potencial probado como del potencial probable de acuerdo al INERE;

- El ***potencial probado*** significa que ya se cuentan con estudios técnicos y económicos que comprueban la factibilidad de aprovechamiento.

- El ***potencial probable*** es aquél que ya cuenta con estudios de campo, pero por sí solos no son suficientes para comprobar la factibilidad técnica y económica del aprovechamiento de que se trate.
- El ***potencial posible***, "teórico" de capacidad instalable y generación eléctrica de acuerdo a estudios indirectos, utilizando supuestos, sin estudios de campo que permitan comprobar su factibilidad técnica y económica.

Conforme los datos del INERE, se puede observar que tanto la energía eólica como la ***solar*** representan una importante área de oportunidad para diversificar la generación de energía eléctrica puesto que son las que ya cuentan con estudios de factibilidad del aprovechamiento.

Para esto, se citan los aspectos más relevantes de las leyes que tienen mayor impacto en la implementación de proyectos de energías renovables, los instrumentos de diseño y las líneas de acción de los programas de política pública que han incluido el tema:

3.6. Mercado eléctrico mexicano

En México se emplea un esquema de suministro de energía eléctrica similar al mercado español, como recordaremos el suministro eléctrico típicamente comprende la *generación*, la *transmisión*, la *distribución*, *comercialización* y *operación* del mercado eléctrico mayorista, actividades que se complementan en el caso de México, con las actividades de *"planeación y el control"* **[4]**.

A continuación, se describe cada uno de ellos con la finalidad de esclarecer las similitudes, limitaciones y finalmente el modelo que emplea la central solar fotovoltaica de gran potencia "Santiago" de 231 MW $_{DC}$

Generación: Se entiende como "un generador" al titular de uno o varios permisos para generar electricidad en centrales eléctricas, o bien, al titular de un contrato de participante del mercado que representa a dichas centrales en el Mercado Eléctrico Mayorista.

- El permiso de generador lo otorga la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
- El permiso cuenta con una vigencia máxima de 30 años.
- En dicho permiso se establecen los derechos a recibir los Certificados de Energías Limpias.
- El permiso es <u>necesario</u> siempre que se pretendan generar 0.5 MW o más.
- Generación < .5 MW = **"**Generador exento**".**

Generación distribuida: Generación de energía eléctrica por un generador exento y realizado en una central eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga, en los términos de las reglas del mercado **[4]**.

"Por lo tanto, la generación distribuida representa un área de oportunidad que puede ser aprovechada tanto por las entidades federativas como por los municipios puesto que, además de ser una actividad exenta del permiso, facilita la cobertura en aquellas zonas en las que no hay abasto eléctrico a partir del uso de fuentes renovables disponibles en el sitio en cuestión".

- ***Transmisión***

  Transporte de electricidad de **alto voltaje** y comprende la administración de generadores dispersos en la red, para mantener voltajes y frecuencias adecuados y para impedir fallas del sistema.

- ***Distribución***

  Transporte de electricidad de **bajo voltaje**, el estado está a cargo del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica a través de la CFE o sus subsidiarias, pero podrán celebrarse contratos con privados para el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria a nombre de CFE.

De forma que se admite la participación de privados en la transmisión y distribución, pero es el Estado el que conserva la titularidad de los servicios.

Particularidades:

- CFE tiene la calidad de transportista y distribuidor.
- CFE tiene obligación de interconectar a sus redes, a todas aquellas centrales eléctricas y centro de carga cuyos representantes así lo soliciten, en condiciones no discriminatorias siempre que se cumplan con los requisitos establecidos por el CENACE.
- CENACE autoridad que gira instrucciones para que operen la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.
- CRE determina las condiciones para el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, como tarifas, las características, criterios, requisitos y publicidad.

Este marco jurídico facilita la interconexión de proyectos de energías renovables, a través del desarrollo de las redes por un tercero y cuya contraprestación está ligada a la energía transmitida, mejorando la competitividad de los proyectos al no tener que asumir éstos como inversión inicial dicha infraestructura.

- ***Comercialización***

  La comercialización implica varias actividades, según lo especificado en la LIE:

- Prestar el suministro eléctrico a los usuarios finales.
- Representar a los generadores exentos en el mercado eléctrico mayorista.
- Realizar transacciones en el mercado eléctrico mayorista como compraventa de energía eléctrica, derechos financieros de transmisión, certificados de energías limpias, entre otras.
- Adquirir los servicios de transmisión y distribución.

3.7. Esquema de generación y comercialización de CSF Santiago, Iberdrola.

De acuerdo con la LIE, la comercialización como la generación es un servicio que se presta en un régimen de libre competencia, lo cual permite la participación de privados en esta actividad. Bajo esa consideración, para prestar el suministro eléctrico o representar a los generadores exentos, se requiere un permiso de la CRE, el cual tendrá una vigencia máxima de 30 años [7].

La CSF Santiago, Iberdrola en San Luis Potosí, México., de acuerdo a las premisas del mercado eléctrico mexicano quedaría bajo el siguiente esquema:

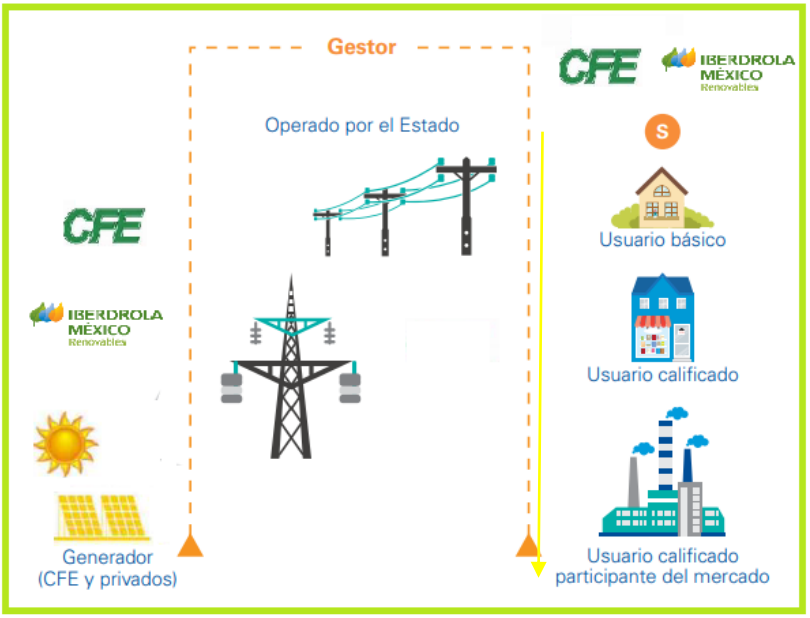


Imagen 1. Esquema de participación, CSF Santiago en México

Los usuarios calificados, son aquellos que presentan un consumo igual o mayor a 3 MW, estos usuarios cuentan con sistemas de abastecimiento auxiliar para casos de indisponibilidad de red dadas sus condiciones, obligándolos a contar previamente con un permiso de la CRE.

Por otra parte, las subastas a largo plazo son reservadas a las tecnologías limpias, se celebran contratos estipulados en 15 años, lo que brinda seguridad en el retorno de la inversión para el suministrador, así como una estabilidad en el coste de compra para el usuario, lo cual genera garantías económicas y confiabilidad.

Durante la segunda subasta a largo plazo ofertada por CFE a finales de 2016, ésta última presento una oferta con precios máximos 15% menores comparados con la subasta de 2015, sin embargo, el sector privado mejoró esta oferta hasta en un 19%. [10]

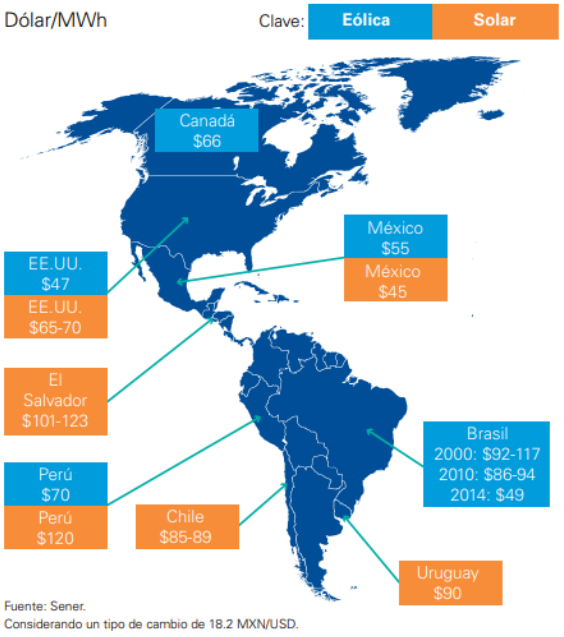


Imagen 2. Precios de energía eléctrica Mercado América 2017 [7]

4. IBERDROLA RENOVABLES EN MÉXICO.

Iberdrola representa uno de los mayores generadores de energía eléctrica en México, permitiéndole suministrar cerca del 20% de la energía eléctrica nacional, derivado de la reforma energética emitida en 2013, se proyectó la instalación de más de 2900 MW de potencia instalada a base de energías limpias para 2022 por parte de la compañía, de los cuales se muestra el avance obtenido en la siguiente figura:

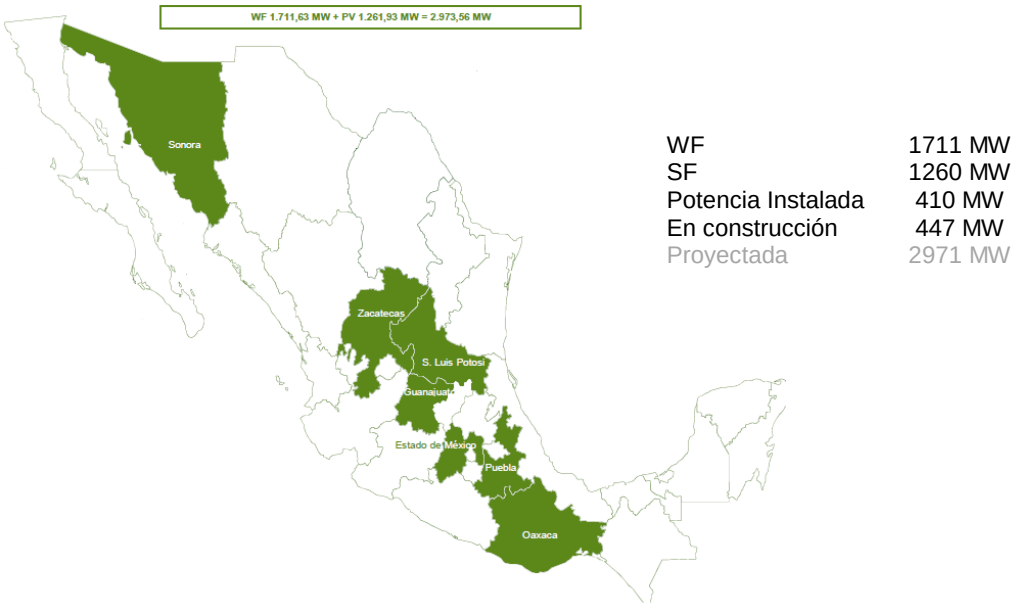


Imagen 3. Emplazamientos de Iberdrola a base de tecnologías limpias *[11]*

Actualmente se tienen los proyectos en ejecución citados en la Imagen 4, recordando que la herramienta de análisis a formular en este trabajo tiene el objetivo de ser empleada y mejorada durante la fase de O&M de dicha central, así como de aquellas que se encuentren dentro de la República Mexicana.

Imagen 4. Proyectos en ejecución Iberdrola Renovables, México

4.1. Central Solar Fotovoltaica Santiago

A continuación, se describen las características principales del emplazamiento que ha sido objeto de estudio para realizar el análisis. Para ello, se ha seleccionado la República Mexicana debido a la proyección a corto plazo por parte de la compañía Iberdrola en el sector renovable en este país

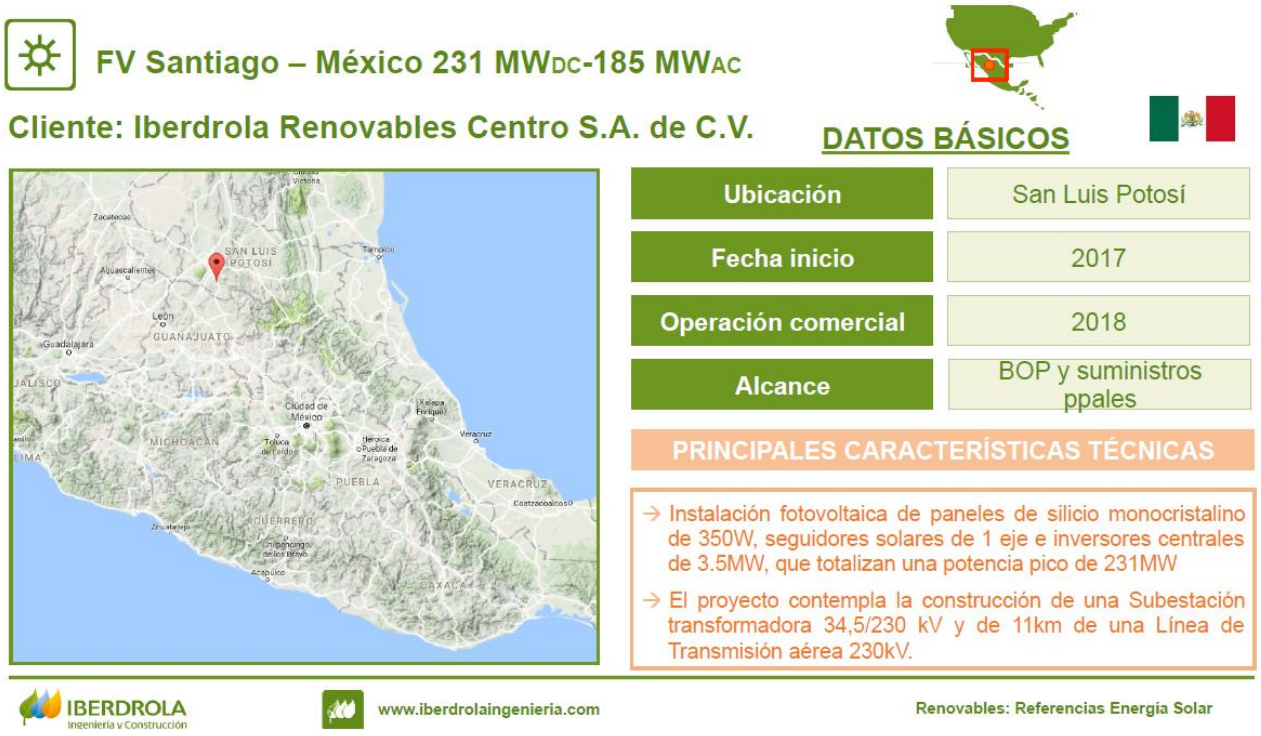


Imagen 5. Descripción de proyecto, CSF Santiago, S.L.P. México **[8]**

La central solar fotovoltaica se encuentra en fase de construcción-puesta en marcha, con el objetivo de entrar en operación comercial en el último trimestre del 2018.

Cuenta con una extensión de 750 hectáreas y se localiza en las siguientes coordenadas geográficas **[8]**:

Latitud Norte	Longitud Oeste
21º 80´ 33”	-100.90º 06’ 46”

Tabla 2. Localización Geográfica.

Imagen 6. CSF Santiago y Subestación.

4.2. Configuración de CSF Santiago, S.L.P. México

Dentro de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, la tipología más importante es la utilizada por las plantas de generación de energía a gran escala.

Partiendo de un modelo de generación situado en la localidad de Santiago, San Luis Potosí, México, instalación fotovoltaica de paneles de silicio mono cristalino de 350 W, seguidores solares de 1 eje horizontal Este-Oeste e inversores centrales de 3,5 MW que totalizan una potencia pico de 231 MW $_{DC}$.

Descripción	Cantidad	Equipo
N. Paneles Totales	645,120	Paneles
N. de seguidores Totales	896	Seguidores
N. de Inversores	56	Inversores

Tabla 3. Configuración genérica CSF-Santiago **[8]**

El análisis se realizará sobre lo que se conoce como *"Block Power"* (Bloque de potencia) el cual hace referencia a la potencia derivada a 1 inversor tal como se ilustra en el siguiente unifilar.

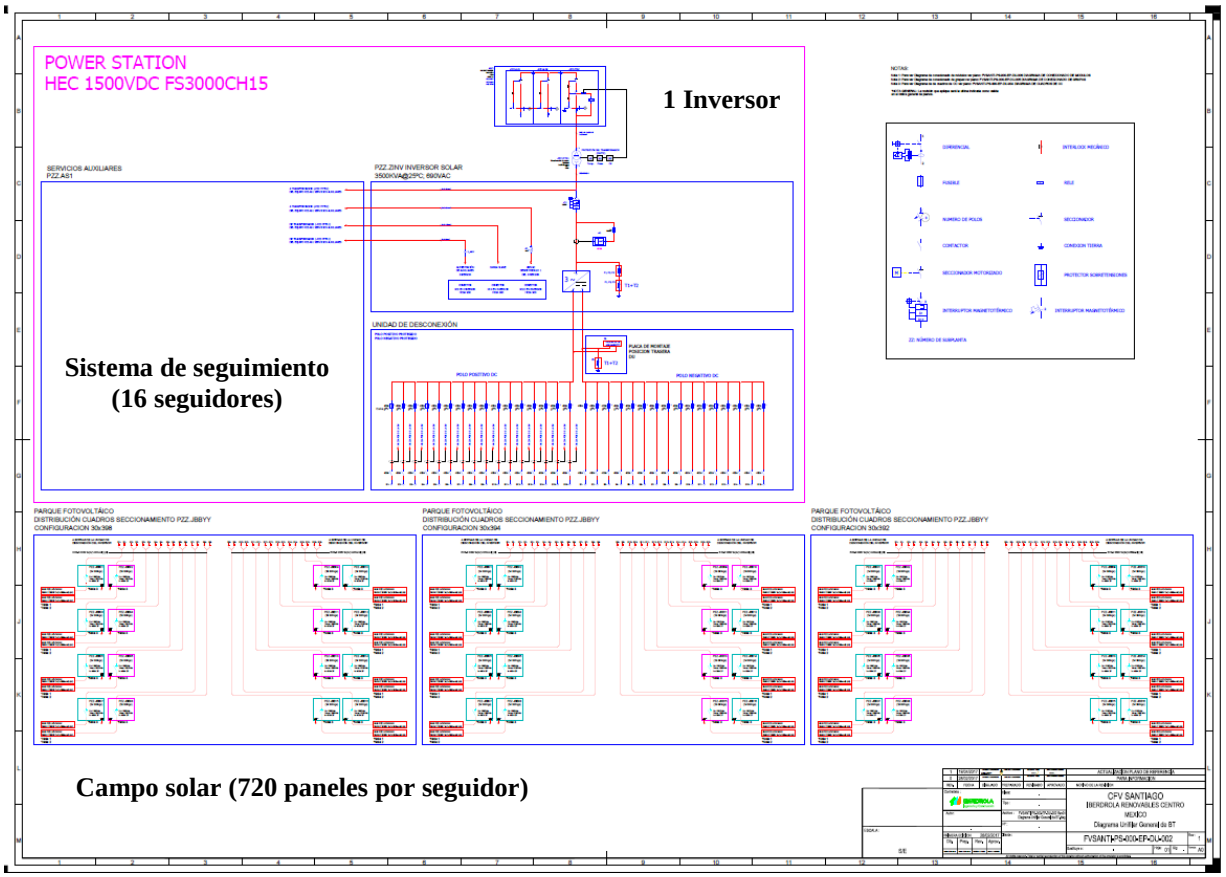


Imagen 7. Arreglo a 1 Inversor (Bloque de potencia)

El análisis resulta escalable dado que las averías, fallos o mantenimientos correctivos en las centrales solares fotovoltaicas de gran potencia, se presentan dentro de un bloque de potencia, la única forma de realizar un análisis que englobe la potencia total de la central, es en el escenario donde perdiéramos la totalidad de los inversores y este sería por fallos en la red o por perder la subestación, en donde la pérdida del beneficio económico sería del 100% y como consecuencia el tiempo requerido de atención no estaría en tela de negociación (atención inmediata).

Descripción	Cantidad	Equipo
N. paneles por strings	30	Paneles
N. de strings por eje	12	Strings
N. de ejes por seguidor	2	Ejes
N. de seguidores por inversor	16	seguidores
N. de inversores por Bloque de potencia	1	Inversor

Tabla 4. Configuración de un bloque de potencia

En el siguiente esquema, podemos identificar la configuración de análisis a un (1) bloque de potencia, el cual se compone por dos (2) ejes principales, cada uno de estos conformados por 12 strings de 30 paneles cada uno

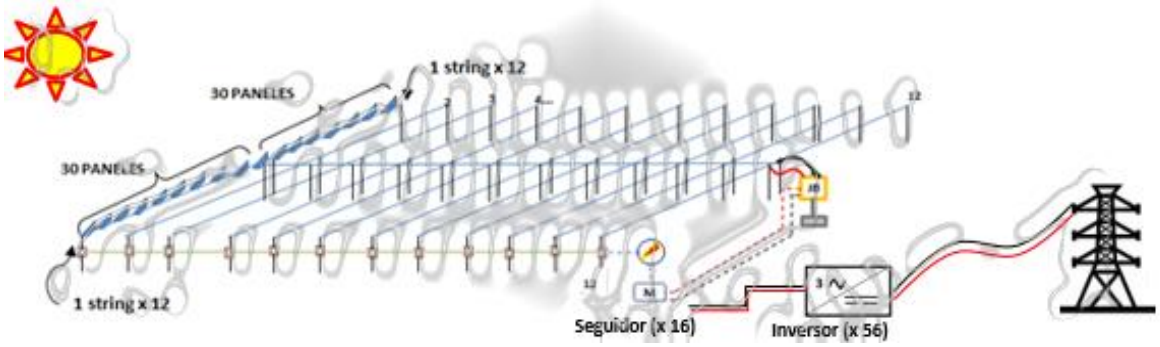


Imagen 8. Configuración de un bloque de potencia

4.3. Características de equipos principales (Bloque de Potencia).

Módulo

- Potencia: 350 W
- Tolerancia ±5 W
- Eficiencia 18,02%
- Tensión Max Vmpp: 38,58 V
- Intensidad Max Impp: 9,07 A
- Tención circuito abierto Voc: 47,24 V
- Intensidad cortocircuito Isc: 9,61 A
- Dimensiones: 1960x991x40mm
- Masa: 23 kg

Figura 1. Módulo fotovoltaico Si-M

Seguidor solar

- Potencia: 250 W
- Vel. Motorreductor: 1710 rpm
- Intensidad nominal: 0,62 (A)
- Rango alimentación 380-460Vac
- Rango de giro: 110° (+/-55°)
- Vmax. Viento: 161 km/k
- Consumo: <1000Wh/día
- Mantenimiento preventivo: 3 meses

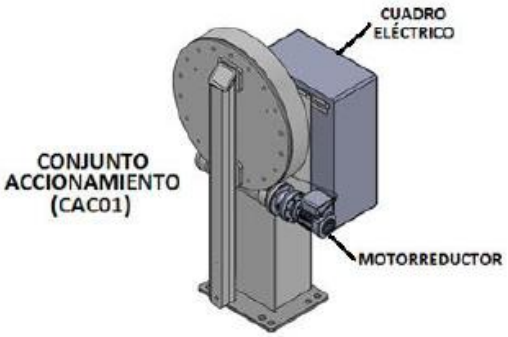


Figura 2. Seguidor 1 eje horizontal

Inversor de red

- Potencia: 1.500 W
- Rango Tensión 976 -1310V
- Potencia salida 1,394 kW a 50ºC
- Rendimiento 98,8%
- Consumo 200W
- Tensión Salida Trafo 12-33 kV
- Sobredimensionamiento <40% (DC/AC)

Figura 3. Inversor HVC-1500

5. COSTE DE ELEMENTOS PRINCIPALES DEL BLOQUE DE POTENCIA

Como hemos destacado desde un principio, en el presente proyecto se desarrolla un análisis de los equipos críticos de una gran central fotovoltaica en base a la tecnología empleada y la repercusión económica que representa cada uno de ellos, esto con el objetivo de conseguir una estimación de los tiempos de respuesta permisibles al grupo de O&M, esto permitirá contar con una mayor rentabilidad de las centrales.

Para poder iniciar con el modelo estadístico es necesario conocer las actividades de mantenimiento ***correctivo*** llevadas a cabo con mayor frecuencia para cada uno de los equipos principales seleccionados, es importante reafirmar que, por la naturaleza del análisis, los mantenimientos correctivos serán, los únicos a considerar, ya que son los que implican un mayor gasto económico y un mayor impacto económico.

Delimitaremos el tipo de incidencia en función del equipo seleccionado del bloque de potencia, el coste que conlleva la reparación del mismo ya sea por reparación y en paralelo la perdida energética que representa y con ello el impacto económico de la anomalía.

Los fallos e incidencias relativos a los equipos que integran el bloque de potencia, citan los costes de atención y coste del equipo mismo con el desglose de los conceptos cargados normalmente en el concepto de atención correctiva, dichos datos fueron proporcionados por la compañía Iberdrola Renovables, Área de explotación Internacional para la República mexicana, igualando los costes a la moneda Nacional (española).

5.1. Panel solar fotovoltaico

DATOS DE EQUIPO	
Equipo	Panel Solar
Marca	JA Solar
Modelo	JAM6(K)-72-350
Precio Unitario	110 €
Garantía	No
Stock	No

Tabla 5. Datos Panel S-F

El coste unitario es el proporcionado por el proveedor JA-SOLAR PERCIUM, quien por alcance contractual fija un precio al mayoreo y mantendrá dicho coste en los próximos 4 años posteriores a la celebración del contrato de compra en modalidad de coste unitario.

Por tratarse del panel, la falla se considera "todo o nada".

En la Tabla 6, se muestra una sección de la hoja de cálculo en donde se formula el coste mínimo por movilidad del personal, en este caso se muestra el escenario de avería de un (1) solo panel, sin embargo, la versatilidad de la herramienta permite cambiar todos estos valores (tiempo y coste) en función del número de paneles que indiquemos en estado de falla, arrojando el total en la Tabla 7.

COSTES BASE DE O&M	
Salario €/h de técnico especialista	15 €
Número de personas para atender el mto. correctivo	2
Coste por desplazamiento de técnicos €/día	5 €
(HH) por persona para atender correctivo cambio de panel	0,5
Horas hombre (HH) en desplazamiento	0,3
TOTAL	24 €

Tabla 6. Costes Base por movilidad

BALANCE DE COSTOS POR ATENCIÓN CORRECTIVA	
Coste de equipos (paneles)	110 €
Coste x desplazamiento a sitio (especialista)	- €
COSTE TOTAL POR ACTUACIÓN	134 €

Tabla 7. Coste Base ejecución de actividad correctiva

5.2. Seguidor

En la central solar, el seguidor aumenta su nivel de prioridad aparentemente, ya que de él dependerá la generación optima de al menos **720 paneles**, aunado a esto, este equipo contiene accesorios de diferente coste, lo cual marca una gran diferencia en la toma de decisiones para ejercer una acción correctiva en caso de avería.

DATOS DE EQUIPO	
Equipo	Seguidor 1 eje
Marca	STI norland
Modelo	H-1250
Precio Unitario	4.500 €
Garantía	Sí
Stock	No

Tabla 8. Datos Seguidor

COSTES BASE DE O&M			
Salario €/h de técnico especialista			15 €
Número de técnicos requeridos para atender acción correctiva			2
Coste por desplazamiento a central sitio (técnico especialista)			- €
Coste Total por desplazamiento de técnicos al área de trabajo €/día			8,75 €
(HH) por técnico para ejecución de correctivo	min	60	1
(HH) por desplazamiento a lugar de avería	min	35	0,58
Salario estimado por atención correctiva			**47,5**

Tabla 9. Costes Base por movilidad-Seguidor

En el caso del sistema de seguimiento, en la Tabla 9, se fijan dos nuevos conceptos de "HH" (Horas Hombre) en los cuales se deduce un coste proporcional al tiempo invertido tanto por desplazamiento a la zona de atención como el tiempo requerido por el operario para llevar a cabo dicho correctivo. (De igual modo todos estos en función del número de seguidores indicados en avería).

BALANCE DE COSTES POR ATENCIÓN CORRECTIVA				
Equipo a reemplazar	**Garantía**	**Averiado**	**N. piezas**	**Coste (€)**
Sistema de seguimiento	NO	SI	1	4.500 €
Motorreductor	NO	SI	1	1.000 €
Inclinómetro	NO	SI	1	300 €
Cuadro eléctrico	NO	SI	1	150 €
Otros _____(especificar)				- €
Coste total de actuación				**5.998 €**

Tabla 10. Coste Base ejecución de actividad correctiva- Seguimiento

En la Tabla 10, se desglosan los conceptos que conforman el sistema de seguimiento, seleccionados de acuerdo a aquellos con alta frecuencia de falla según conocimientos empíricos del personal como el mismo manual de O&M del equipo.

Se indica también el coste de cada uno de ellos, la posibilidad de marcar con "Garantía" en caso de que permanezca dentro del periodo de cobertura, así como el número de piezas, esta última opción se realizó previendo el posible escenario de una indisponibilidad de "N" sistemas de seguimiento, donde dentro de estas solo se trate de ciertos elementos en particular y no del sistema total, permitiendo acotar el coste del mantenimiento correctivo.

Es destacable señalar que parte del objetivo de esta herramienta de cálculo, es poder delimitar el *alcance contractual* con los equipos de O&M externos, las *coberturas de los proveedores* y así mismo la importancia de solicitar ciertos elementos en *stock* (Almacén de partes esenciales).

Una vez que se simule la perdida energética debido a la indisponibilidad de un accesorio, elemento o conjunto de estos, se estimará la pérdida económica, identificando de manera global la relevancia de ejercer una acción correctiva o de contar con algunos de los servicios citados en el párrafo anterior.

5.3. Caja de conexiones JB (Junction Box).

De acuerdo a la configuración de la central, se incorporan cajas de conexiones externas, estas cuentan con borneras de salida positiva y negativa, para permitir el conexionado de módulos.

De acuerdo al diagrama unifilar proporcionado por la compañía Iberdrola, se identificó que se cuentan con 3 JB por cada seguidor, esto quiere decir que cada una de estas alberga las acometidas de 240 paneles. Debido a la gran cantidad de paneles que depende de un equipo estático como es la junction box, como de las continuas fallas que se presentan en estas debido al clima extremo de la República Mexicana, se solicitó someter a análisis dicho equipo como parte de los sistemas principales que conforman el bloque de potencia.

DATOS DE EQUIPO	
Equipo	Junction Box
Marca	Solar Inverter
Modelo	OEM 1000V
Precio Unitario	657 €
Garantía	No
Stock	No

Tabla 11. Datos JB

COSTES BASE DE O&M			
Salario €/h de técnico especialista			15 €
Número de técnicos requeridos para atender acción correctiva			2
Coste por desplazamiento a central sitio (técnico especialista)			- €
Coste Total por desplazamiento de técnicos al área de trabajo €/día			8,75 €
(HH) por técnico para ejecución de correctivo	min	30	0,5
(HH) por desplazamiento a lugar de avería	min	20	0,30
Salario estimado por atención correctiva			**25**

Tabla 12. Costes Base por movilidad-JB

Dentro del bloque de potencia, la JB se vuelve un elemento muy interesante a analizar, esto debido a la dependencia de un gran número de paneles por cada una de estas (240), como el hecho de ser un equipo estático que ordinariamente no cuenta con ninguna garantía, el coste relativamente bajo en contraste con la relevancia que representa, así como la alta susceptibilidad a presentar anomalías en ambientes altamente húmedos con elevadas temperaturas.

BALANCE DE COSTES POR ATENCIÓN CORRECTIVA				
Equipo a reemplazar	**Garantía**	**Averiado**	**N. piezas**	**Coste (€)**
Coste de JB	NO	SI	1	657 €
Fusible	NO	SI	1	100 €
Empaques	NO	SI	1	40 €
Otros _____(especificar)				0 €
Otros _____(especificar)				0 €
Coste total de actuación				**782 €**

Tabla 13. Coste Base ejecución de actividad correctiva-JB

De acuerdo con información proporcionada por personal de O&M de Iberdrola México, estos equipos (JB), como los quipos dinámicos, presentan una alta degradación debido al ambiente extremo de las comunidades mexicanas en donde se realizan los emplazamientos solares, los cuales cuentan con una alta humedad relativa (60%-75%) y a su vez elevadas temperaturas, provocan una degradación excesiva aún para equipos diseñados para operar a intemperie [8].

5.4. Sistema de conversión de Potencia (Inversor)

El inversor o convertidor CC-CA tiene objetivo principal transformar la corriente continua en corriente alterna. Funciona como interfase entre los equipos primarios de generación (paneles fotovoltaicos) y la red eléctrica.

El inversor debe seguir la frecuencia a la tensión correspondiente de la red a la que se encuentre conectado. La forma de onda de la corriente de salida del inversor deberá ser lo más senoidal posible para minimizar el contenido en armónicos inyectados a red. Los inversores empleados en Centrales Solares de Gran Potencia, emplean en sustitución de los transistores un dispositivo de conmutación llamado IGBT (Transistor Bipolar de Puerta Aislada), con el uso de dispositivos de conmutación que controlan libremente los estados de conducción y no conducción de los transistores.

En este análisis, se expone por parte de la compañía Iberdrola que los elementos con mayor predisposición a presentar alguna indisponibilidad es en este caso el IGBT, Hardware, Software o en el peor de los casos el cambio de la bancada completa [8].

DATOS DE EQUIPO	
Equipo	Inversor
Marca	P-Electronics
Modelo	HEC-1500V
Precio Unitario	80.000 €
Garantía	Si
Stock	No

Tabla 14. Datos Inversor

COSTES BASE DE O&M			
Salario €/h de técnico especialista			15 €
Número de técnicos requeridos para atender acción correctiva			2
Coste por desplazamiento a central sitio (técnico especialista)			720 €
Coste Total por desplazamiento de técnicos al área de trabajo €/día			8,75 €
(HH) por técnico para ejecución de correctivo	min	180	3
(HH) por desplazamiento a lugar de avería	min	20	0,3
Salario estimado por atención correctiva			**844 €**

Tabla 15. Costes Base por movilidad-Inversor

Ahora observamos en la Tabla 15, que es cuando parece oportuno y necesario hacer uso del concepto "Coste por desplazamiento, técnico especialista" dado que como es usual al presentarse una avería por un equipo tan esencial como lo es el inversor, por mismos términos contractuales se está limitada la actuación del equipo de O&M en reparaciones mayores, esto podría causar una pérdida de dicha garantía.

BALANCE DE COSTES POR ATENCIÓN CORRECTIVA				
Equipo a reemplazar	**Garantía**	**Averiado**	**N. piezas**	**Coste (€)**
Bancada completa	SI	SI	1	80.000 €
Cambio IGBT	NO	SI	1	1.500 €
Hardware	NO	SI	1	750 €
Software				150 €
Otros _____(especificar)				0 €
Coste total de actuación				**2.400 €**

Tabla 16. Coste Base ejecución de actividad correctiva-Inversor

Sin embargo, el escenario antes mencionado aplica en reparaciones mayores, adecuaciones o modificaciones que no sean conciliadas o recomendadas por el fabricante, en la actualidad, el alcance contractual en términos de garantías se asignan directamente al proveedor de dicho equipo, quien mediante una instrucción operativa establece las acciones permitidas por el mantenedor en condiciones emergentes inusuales, dentro de las responsabilidades compartidas Cliente-Proveedor se incluye e instruye para la actuación sólo por los conceptos desglosados en la Tabla 16, (IGBT, Comunicación).

6. DESARROLLO DE MODELO DE SIMULACIÓN ESTADÍSTICA

El objetivo de desarrollar esta plantilla de cálculo, es contar con una herramienta que permita estimar el impacto de los equipos principales de una central solar fotovoltaica sobre la generación de energía eléctrica en caso de indisponibilidad, cuantificando la pérdida energética y con esto la económica, en un escenario paralelo cuantificar el recurso económico necesario para llevar a cabo a la acción correctiva y así poder comparar la pérdida económica por indisponibilidad vs pérdidas por atención inmediata.

Esta comparativa serán de fácil interpretación mediante la generación de gráficas, en donde el operador podrá detectar el tiempo estimado en converger el gasto por pérdida energética vs coste de correctivo, determinando así la criticidad de la falla y el tiempo permisible de respuesta para el equipo de O&M bajo su cargo.

Con la intención de realizar un escenario más real, se optó por crear como primera fase de la herramienta, una hoja de cálculo del recurso solar disponible en función de la localización geográfica del emplazamiento (Latitud/Longitud), día, mes, inclinación, así como la climatología prevista (Soleado, nublado o ½ nublado). Esta estimación nos permitirá realizar el análisis de impacto económico en condiciones estables (ideales) como en condiciones dinámicas (variables en función del tiempo).

6.1. Estimación del recurso solar en México

A continuación, se presenta la metodología de uso de dicha hoja de cálculo para la estimación de la irradiación solar global, difusa y directa para México, esta cuenta con la debida justificación mediante las ecuaciones empleadas para conseguir modelar los meses representativos de las estaciones del año obtenidos mediante métodos simples de geometría solar.

Es evidente que las ecuaciones parten de la física y geometría solar lo cuales se ejecutan con gran sencillez, pero que logran reproducir la variabilidad anual de la irradiación en el país con una aproximación suficiente para efectos de planeación, creando una potencia de cálculo para nuestro análisis y un valor agregado de suma relevancia [9].

De igual modo resulta prudente recordar que de ninguna manera sustituyen al dato medido con una estación instrumental bien ubicada y calibrada. Sin embargo, esta sencillez y al mismo tiempo la principal ventaja empieza porque se usan como variables independientes datos que usualmente son recabados en miles de estaciones climatológicas del país, que en el caso de México, tiene a su cargo el Servicio Meteorológico Nacional (SMN).

Esta herramienta realiza estimaciones de las tres componentes de la irradiación solar en México, para condiciones medias o días típicos nublados, parcialmente nublados o despejados.

6.1.1. Manejo de la hoja de cálculo

A continuación, se describe el procedimiento de diseño y empleo del modelo de cálculo mediante la aplicación de hojas Excel (perteneciente a la suite de Microsoft Office) teniendo la bondad de ser aplicable a todas las Grandes Plantas Fotovoltaicas conectadas a Red que empleen tecnologías de seguimiento a 1 eje horizontal, y sistemas inclinados fijos durante la fase de Ingeniería, Procura, Puesta en Servicio como de O&M en latitudes de la República Mexicana.

6.1.2. Datos requeridos para la estimación, (uso de la herramienta).

De entrada, debemos definir las variables requeridas por el usuario para poder realizar el cálculo del recurso solar disponible y por consiguiente la energía eléctrica a inyectar a red.

Información requerida:

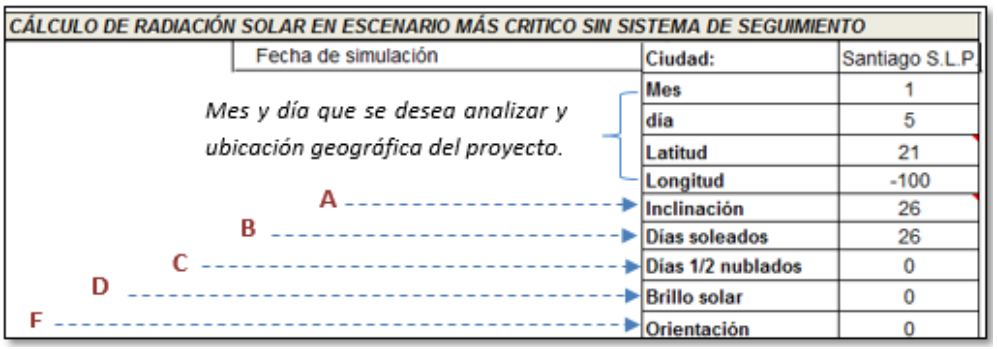


Imagen 9. Datos principales de la zona de implantación a ingresar en la hoja de cálculo

A. **Inclinación:** Se refiere al ángulo de inclinación del generador, en grados (vertical = 90°), se recomienda emplear el valor de la Latitud + 5º.

B. **Días soleados:** Número de días del mes con previsiones meteorológicas favorables, pueden consultarse los servicios meteorológicos nacionales o fuentes internacionales como NASA.

C. **Días ½ nublados:** En otros países no se contabiliza el número de días despejados y nublados, sino el número de horas con incidencia solar al mes, factor conocido como brillo solar, en este caso se brinda esta opción en caso de no contar con información de "Brillo solar", por lo cual el usuario a través de las proyecciones meteorológicas "desfavorables" que se encuentren para el mes en cuestión consultando en fuentes internacionales o nacionales de servicios meteorológicos, determinará dichos días ½ nublados.

D. **Brillo solar:** Representa el tiempo total durante el cual incide luz solar directa sobre alguna localidad, entre el alba y el atardecer, dependiendo del país y la localidad se deberá localizar en estaciones de monitoreo mediante heliógrafos.

E. **Orientación:** La orientación de los paneles dependerá de la zona geográfica de implantación ya que se basa en la trayectoria del sol. Considerando los posibles sombremaientos que disminuyan la eficiencia de los paneles solares.

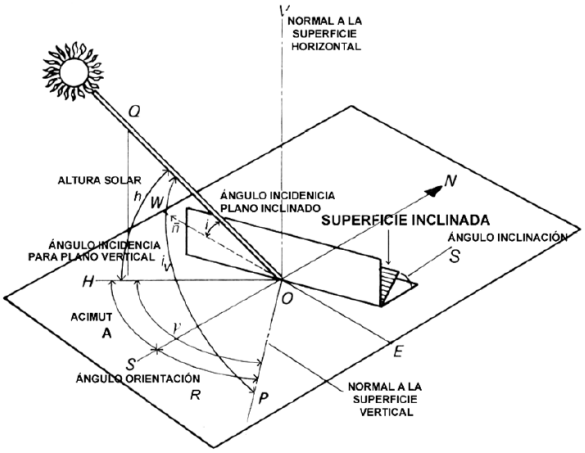


Figura 5. Ángulos que definen orientación e inclinación de una superficie (T.M. Markus-E.N. Morris)

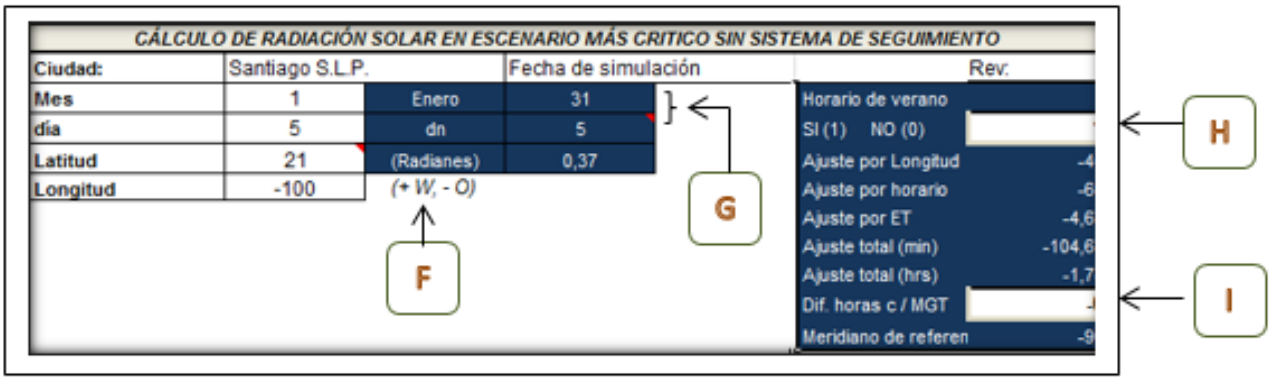


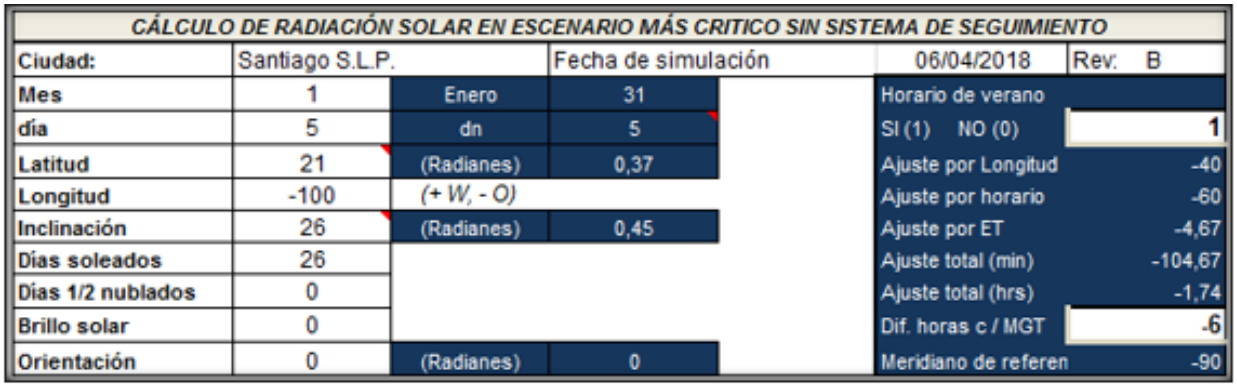
Imagen 10. Consideraciones previas al ingreso de datos del sitio

A. **(-W, +O):** La longitud deberá indicarse con un signo (+) si la zona se sitúa en posición Este, y (-) si se encuentra en posición Oeste.

B. **Días del mes, días julianos:** Para la realización de los cálculos se tomarán siempre en cuenta el número de días que contiene el mes en cuestión, así como el día juliano del año (número de día 0-365), ambos valores se definen automáticamente con el hecho de definir el mes (1-12) y el día del mes a realizar el pronóstico energético.

C. **Horario de verano:** En esta sección, se indicará si en la localidad a realizar el proyecto fotovoltaico se maneja huso horario, indicando con un (1) a una respuesta afirmativa y (0) a una negativa.

D. **UTC:** El "Tiempo Universal Coordinado" es El centro para la definición de las zonas horarias basado en el meridiano cero o de Greenwich (0° longitud). En cada zona, a medida que nos alejamos progresivamente hacia el este, se calcula el tiempo añadiendo una hora a la UTC. En dirección oeste el cálculo se efectúa restando una hora.



CÁLCULO DE RADIACIÓN SOLAR EN ESCENARIO MÁS CRITICO SIN SISTEMA DE SEGUIMIENTO

Ciudad:	Santiago S.L.P.		Fecha de simulación	06/04/2018	Rev: B
Mes	1	Enero	31	Horario de verano	
día	5	dn	5	SI (1) NO (0)	1
Latitud	21	(Radianes)	0,37	Ajuste por Longitud	-40
Longitud	-100	(+ W, - O)		Ajuste por horario	-60
Inclinación	26	(Radianes)	0,45	Ajuste por ET	-4,67
Días soleados	26			Ajuste total (min)	-104,67
Días 1/2 nublados	0			Ajuste total (hrs)	-1,74
Brillo solar	0			Dif. horas c / MGT	-6
Orientación	0	(Radianes)	0	Meridiano de referen	-90

Imagen 11. Inserción de datos CSF-Santiago, S.L.P. México

6.1.3. Interpretación de resultados

- Declinación (δ) y ángulo horario (ω)

Declinación (δ)	-22,65
Ángulo horario (ω)	80,78

(δ) Ángulo formado por el plano que contiene al eje de rotación terrestre y el plano perpendicular a la eclíptica.

$$\delta = \varepsilon_{ob}\, sen\left[\frac{360(284+n_j)}{365}\right]$$

$\boldsymbol{\varepsilon_{ob}}$ = *Ángulo de oblicuidad de la elíptica (23.45)*
$\boldsymbol{n_j}$ = *Día juliano del año*

(Ecuación: Duffie y Beckman, 1991; Olgyay y Olgyay, 1957)

(ω) ángulo formado por el rayo solar y el plano meridional del sitio, medido en el plano que contiene a la trayectoria solar.

$$\omega = \frac{360\,(12 - t)}{24}$$

t = *Tiempo en horas en formato decimal: 10:15 horas = 10.25*

- Declinación (Q'_{ins})

(Q'_{ins}) Irradiación instantánea extraterrestre al tope superior de la atmósfera sobre un plano horizontal, en W/m^2.

Irradiancia	
Parámetro	*Valor*
Ic (W/m2)	1367
Q'ins (W/m2)	1.411,94

$$Q_{eins} = 1367\left[1 + 0.033\cos\left(\frac{360 n_j}{366}\right)\right]$$

(Ecuación: Duffie y Beckman, 2000)

1367 = *constante solar en W/m2*
nj = *día juliano del año*

- Ángulo horario al amanecer (ω1)

(ω1) Este es un caso particular de **ω**, que indica el valor del ángulo horario en el momento del amanecer, es decir, cuando el Sol está en el horizonte.

Irradiancia	
Parámetro	*Valor*
Ic (W/m2)	1367
Q'ins (W/m2)	1411,94
(ω1)	1,41

$$\cos\omega_1 = -\tan\varphi\,\tan\delta$$

Φ = *latitud del sitio*
δ = *declinación solar para el día en cuestión*

(Ecuación: Rehman y Halawani, 1997; Duffie y Beckman, 1991)

- Irradiación extraterrestre horizontal (Q_e)

(Qe) Para calcular la irradiación solar diaria se requiere determinar primero la irradiación extraterrestre al tope superior de la atmósfera sobre un plano horizontal.

Extraterrestre		
Qe horizontal	7.075,06	W/m2día

1367 = *constante solar en W/m2*
Φ = *latitud del sitio.*
δ = *declinación solar*
ω1 = *ángulo horario al amanecer.*

$$Q_e = \left(\frac{24}{\pi}\right) 1367 \left[(\cos\varphi \cos\delta \, sen\, \omega_1) + (\omega_1 \, sen\, \varphi \, sen\, \delta)\right]$$

(Ecuación: Duffie y Beckman, 2000)

- Irradiación global sobre planos verticales (Q_{veo})

(Q_{veo}) Irradiación global diaria sobre planos verticales orientados al este o al oeste.

Extraterrestre		
Qe horizontal	7075,06	W/m2día
Q v/Sur	8988,40	W/m2día
(Qg) v/Norte	Sin radiación	
(Qveo) Este/Oeste	4.180,25	W/m2día

Q_g*= *irradiancia diaria sobre un plano horizontal.
δ*= *declinación solar
ω1*= *ángulo horario al amanecer.

$$Q_{veo} = \left(\frac{12}{\pi}\right) Q_g \left[\cos\delta - (\cos\delta \, \cos\omega_1)\right]$$

(Ecuación: Hernández et al, 1991)

- Duración del día (S_0)

(S_o) número de horas teóricas diarias de sol.

Duración del día	
Horas de sol (So)	10,77
Hora de horto (Hh)	6,61
Hora de Ocaso (Ho)	17,39

ω1 = *ángulo horario al amanecer.*

$$S_0 = \frac{2}{15}\omega_1 \qquad H_h = \frac{12 - S_o}{2} \qquad H_O = \frac{12 + S_o}{2}$$

(Ecuación: Glover y McCulloch, 1977)

- Factor Medio de Nubosidad en días y horas FMN (S)

(S) La presencia de nubes, desde el punto de vista del panel, se traduce en un decremento de horas de sol. El índice de nubosidad varía entre [0 y 1], por lo tanto, dependerá del pronóstico de Días soleados, nublados y días totales del mes.

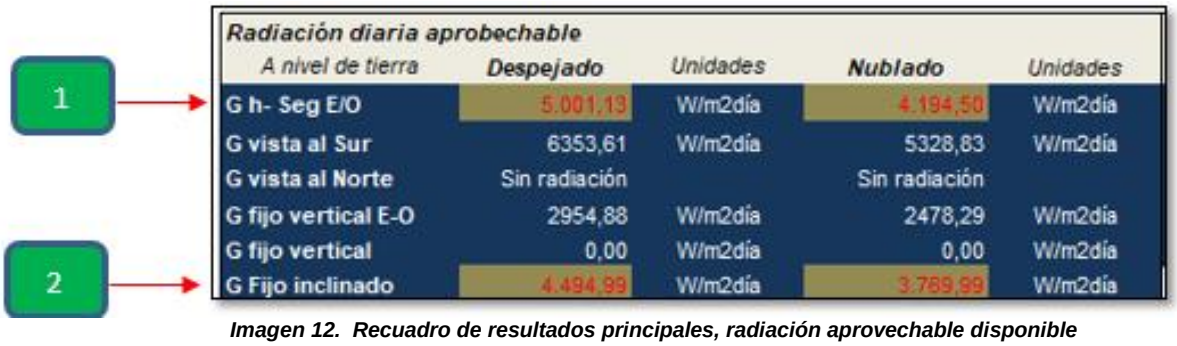
Nubosidad	
(S) FMN días	0,84
FMN horas	0,00

D *= Número de días soleados del mes.*
M*= Número de días nublados del mes.*
Dm *= Número de días del mes.*
So *= Número de horas teóricas diarias de sol.*

$$S = \left[0.31 + 0.48\left(\frac{D + 0.5M}{Dm}\right)\right] S_0$$

(Ecuación: Tejeda y Vargas, 1996)

6.2. Radiación disponible en los generadores fotovoltaicos



Radiación diaria aprobechable				
A nivel de tierra	Despejado	Unidades	Nublado	Unidades
G h- Seg E/O	5.001,13	W/m2día	4.194,50	W/m2día
G vista al Sur	6353,61	W/m2día	5328,83	W/m2día
G vista al Norte	Sin radiación		Sin radiación	
G fijo vertical E-O	2954,88	W/m2día	2478,29	W/m2día
G fijo vertical	0,00	W/m2día	0,00	W/m2día
G Fijo inclinado	4.494,99	W/m2día	3.769,99	W/m2día

Imagen 12. Recuadro de resultados principales, radiación aprovechable disponible

6.3. Simulación con sistema de seguimiento

Primeramente, debemos recordar que la radiación disponible en la localidad de implantación antes estimada será siempre constante desde el punto de vista del "origen". Las variables que afectarán la radiación disponible para su aprovechamiento, serán las consideradas previamente para el cálculo, como las condiciones climatológicas (Nubosidad, Latitud, Altitud, hora, declinación y ángulo horario). Por lo tanto, es humanamente imposible alterar las variables antes mencionadas para realizar una optimización del sistema de generación, sin embargo, la mejora de las tecnologías de generación y sus sistemas auxiliares, influirán positivamente para la explotación máxima del sistema.

Un sistema de seguimiento es la acción más lógica para aprovechar la disponibilidad del recurso solar, no aumentando la potencia de generación, pero si las horas de captación por parte de los generadores y como efecto secundario la producción.

A continuación, se presentan una propuesta de cálculo para el aprovechamiento de la radiación solar disponible (W/m2) simulando dos escenarios diferentes, una explotación con tecnología de seguimiento horizontal Este-Oeste y otra con un sistema Fijo (con la inclinación optima de acuerdo a la localidad).

6.3.1. Generador horizontal/Seguimiento Este-Oeste

Radiación diaria aprobechable				
A nivel de tierra	Despejado	Unidades	Nublado	Unidades
G h- Seg E/O	5.001,13	W/m2día	4.194,50	W/m2día

$$Q_g = Q_e\left[\left(0.29 \cos \varphi\right) + \left(0.52 \frac{S}{S_0}\right)\right]$$

(Ecuación: Glover y McCulloch, 1977)

Qe *= irradiancia extraterrestre horizontal (W/m2).*
ϕ= *latitud del sitio.*
S= *FMN días.*
So= *FMN horas.*
Qg *= irradiación aprovechable por el generador en un periodo concreto.*

Para obtener los valores que se presentan en la superficie terrestre, existe gran cantidad de modelos, todos ellos discutibles; de hecho, mientras no se hagan mediciones lo suficientemente numerosas de la irradiancia solar, no se podrá contar con un modelo confiable. Otros autores han presentado variantes del mismo modelo, como el caso de *Glover y McCulloch* (1977), quienes relacionan también la latitud y estiman la irradiación global por día.

6.3.2. Generador Fijo Inclinado

Radiación diaria aprobechable				
A nivel de tierra	Despejado	Unidades	Nublado	Unidades
G Fijo inclinado	4.494,99	W/m2día	3.769,99	W/m2día

Para la irradiación instantánea sobre un plano no horizontal (Inclinado Q_{incl}) en W/m2, se emplea la siguiente ecuación:

mo	Zatm	Qo	m
7,13	0,26	51,20	39,64
2,93	0,45	218,71	169,33

$$Q_{incl} = Q_0 \left(\frac{\cos \theta}{sen\ h} \right)$$

$$Q_0 = Q_e (sen\ h)\ z_{atm}$$

$$z_{atm} = 0.5\ (e^{-0.65m} + e^{-0.095m})$$

$$\cos \theta = \cos h \cos a_n\ sen\ i + sen\ h \cos i$$

$$m_0 = \frac{614}{\sqrt{1.229 + (624 \cos h)^2}}$$

$$m = \frac{(1013 - 0.1020\ z)\ m_o}{1013}$$

(Ecuaciones: Manrique, 1984; Duffie y Beckman, 2000)

- ***Qo***= *irradiación global instantánea sobre un plano horizontal.*
- ***h***= *altura solar, en grados.*
- ***θ***= *ángulo formado por el rayo incidente y el plano en grados.*
- ***Qe*** *= Irradiancia extraterrestre horizontal (W/m2).*
- ***zatm*** *= Transmitancia media de la atmósfera, adimensional.*
- ***I*** *= Inclinación del plano, en grados (vertical = 90°).*
- ***a0*** *= Diferencia al ángulo formado por la normal al plano.*
- ***E*** *= constante de Napier »2.71828*
- ***m***= *masa de la atmósfera.*
- ***Z*** *= altitud sobre el nivel del mar, m.*
- ***m0*** *= masa de la atmósfera a nivel del mar*

Una vez obtenida la posición del generador fijo con una inclinación establecida, procedemos a calcular las otras posiciones de este en un estado igualmente estático:

- Irradiación solar diaria sobre un plano vertical orientado al sur (**Q_{vsur}**).
- La irradiación diaria global sobre un plano vertical orientado al norte (**Q_{vn}**).
- Irradiación global diaria sobre planos verticales orientados al este o al oeste (**Q_{veo}**)

$$Q_{vs} = \frac{24}{\pi} Q_g (\cos\delta \, sen\,\varphi \, sen\,\omega_2 - \omega_2 \, sen\,\delta \cos\varphi)$$

$$Q_{vn} = \left(\frac{24}{\pi}\right) Q_g \left[(\omega_1 - \omega_2)\, sen\,\delta \cos\varphi + (sen\,\omega_2 - sen\,\omega_1) \cos\delta \, sen\,\varphi\right.$$

$$Q_{veo} = \left(\frac{12}{\pi}\right) Q_g \left[\cos\delta - (\cos\delta \, \cos\omega_1)\right]$$

$$\cos\omega_2 = \tan\delta \cot\varphi$$

Extraterrestre		
Qe horizontal	7075,06	W/m2día
(Qvs) v/Sur	8.988,40	W/m2día
(Qvn) v/Norte	Sin radiación	
(Qveo) Este/Oeste	4.180,25	W/m2día

(Ecuaciones: Hernández et al., 1991, 2000)

Q_g = *irradiación aprovechable por el generador en un periodo concreto.*
δ= *Declinación solar, en grados.*
ϕ= *Latitud del sitio, en grados.*
ω2= *Ángulo de amplitud horaria que describe el sol en el cuadrante sur.*

Altura solar: Conocida también como elevación solar, es el ángulo formado por el rayo solar y el plano horizontal del sitio. Varía desde 0° cuando el Sol está en el horizonte, hasta 90° cuando éste está en el cenit

$$sen\,h = sen\,\delta \, sen\,\varphi + \cos\delta \cos\varphi \cos\omega$$

(h) altura solar
0,00

h = altura solar.
ϕ = en latitud del sitio.
δ = declinación solar para el día en cuestión.
ω = ángulo horario instantáneo en grados.

(Ecuaciones: Duffie y Beckman, 1991; Olgyay y Olgyay, 1957)

Acimut solar (a): Es el ángulo formado por la proyección del rayo solar en el plano horizontal del sitio y la intersección de éste con el plano meridional o línea norte-sur, medido a partir de esta última, indistintamente desde el sur o desde el norte, de acuerdo al cuadrante en que se encuentre el Sol. En los cuadrantes al oeste el valor es negativo y al este positivo.

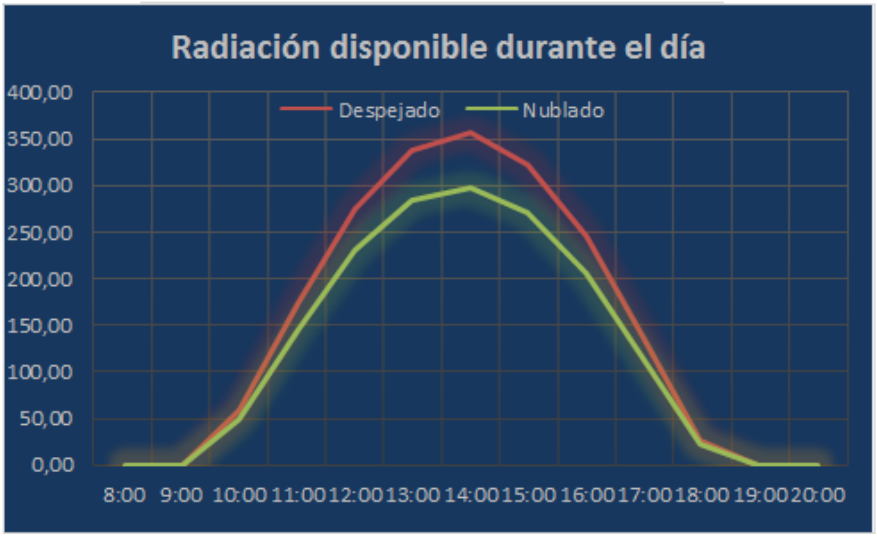
El valor del acimut solar se puede determinar mediante la siguiente ecuación (*Duffie y Beckman, 1991; Olgyay y Olgyay, 1957*):

(a) azimut

$$sen\,a = \frac{\cos\delta \, sen\,\omega}{\cos h}$$

δ *= declinación solar para el día en cuestión*
ω *= ángulo horario*
h *= altura solar*

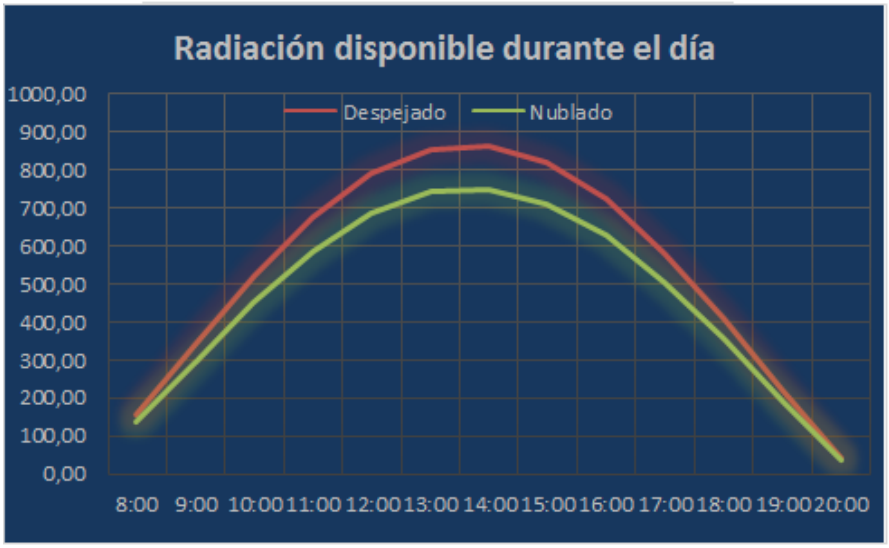
6.4. Radiación disponible durante el día-Comparativa de resultados



En este gráfico observamos el recurso solar disponible durante el día seleccionado (2) del mes seleccionado (1) con las predicciones meteorológicas previstas (día ½ nublado) y día soleado.

Observamos el número de horas solares y la hora de ocaso como de hora del horto.

Grafico 1. Radiación disponible durante el día 2 de enero con día ½ nublado



En el gráfico 2, podemos detectar la diferencia de seleccionar el día 2 de junio.

Observamos una mayor radiación disponible a lo largo del día, de igual modo un mayor número de horas solares (duración del día).

Grafico 2. Radiación disponible durante el día 2 de junio con día despejado

A través de estos resultados, aumentamos las bondades de nuestra herramienta de análisis, permitiéndonos enriquecer los escenarios posibles y observar el impacto energético en función de la estación del año, como consecuencia el impacto económico y en conclusión determinar si las condiciones climáticas influyen en la toma de decisiones por el mantenedor al momento de indicar la necesidad de realizar un correctivo de forma inmediata o programarlo para conseguir una mayor rentabilidad de la central.

6.5. Estimación del recurso energético y económico.

En este capítulo estimaremos la producción energética y económica empleando la primera parte de nuestra herramienta de análisis "*Recurso Solar disponible*" con la sección 2 de dicha hoja de cálculo

"*Estimación de producción*". Es importante recalcar que esta estimación está considerando la operación y producción correspondiente a un (1) solo bloque de potencia, con la finalidad de recordar la configuración y capacidad del mismo, se puede identificar el esquema unifilar simplificado de (Imagen 4, sección 4.1).

En esta sección, la herramienta de análisis nos permitirá conocer los siguientes parámetros:

A. Radiación disponible
B. Energía producida por panel por radiación disponible durante el día (Eg)
C. Energía total generada por Bloque de Potencia (ETG) MWh/día
D. Energía inyectada a la red anualmente por Bloque de Potencia (Ey) MWh/año
E. Producción específica por Bloque de Potencia (Pep)--->HSPn kWh/kWp al año

	Balances y Resultados Principales (Sistema con seguimiento E-O)				
A	Radiación disponible				
	Junio	216,17	**Mes** kWh/m2		
	HSP	7,206	**día** kWh/kWp		
	Energía producida por panel por radiación disponible durante el día (Eg)				
B	Potencia panel	350,000	$Eg = (P_p)(HSP)$	2.521,94	kWh
	HSP	7,206			
	Energía total generada por 1 Bloque de Potencia de la CSF (ETG) MWh/día				
C	N. paneles	11520	$E_T = (E_g)(Np)$	29,05	MWh/día
	Eg (Wh)	2521,94			
	Energía inyectada a la red anualmente por 1 Bloque de Potencia (Ey) MWh/año				
D	(ET) MWh/día	29,05	$E_y = (E_T)(Días)$	10.604,24	MWh/año
	Días operativos	365			
	Producción específica (Pep)--->HSPn kWh/kWp al año				
E	(ET) MWh/día	29,05	$HSPn = \frac{E_{TG}}{H_{so}}$	2.202,30	kWh/kWpaño
	(Hso) horas disp	13,19			

BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO (Inversor => 16 seguidores =>11520 paneles)							
15% Losses	Panel	N. paneles	Pot pico	Pnominal	HSPn	Producción	Precio pool
Sistema	(Wp)	N°	(kWp)	(kWn)	kWh/kWp	(kWh/año)	E/Kwh
Seguimiento	350,00	11.520	4032,00	3.500	2.202,30	8.879.668	0,05

X = X = X

Tabla 17. Resultados de producción energética por bloque de potencia

Resultados, Producción en un día promedio por bloque de potencia:

PRODUCCIÓN EN DÍA PROMEDIO		
Producción	Producción	Beneficio
€/año	kWh/día	€/día
443.983	24.328	1.216

Tabla 18. Producción y Beneficio diario al día por Bloque de Potencia

7. COMPROBACIÓN DELA HERRAMIENTA CON PVSYST.

De acuerdo con los objetivos establecidos en este documento, previo al análisis energético y económico de los fallos y su repercusión en las actividades de O&M, se validará la potencia y veracidad de la herramienta de cálculo desarrollada anteriormente con ayuda de ecuaciones para geometría solar. Lo anterior, se realiza a continuación empleando el software PVsyst, seleccionando un día del año similar en ambas herramientas y realizar el cálculo del recurso energético disponible, llevando a cabo una comparativa en ambos resultados, simulando la captación solar mediante sistemas fijos como con sistemas de seguimiento a 1 eje horizontal Este-Oeste.

Cabe mencionar que en el Anexo IV de este proyecto, se elaboró el “Manual de inserción de datos” de nuestro bloque de potencia en PVsyst, citando cada característica del proyecto que se empleó en similitud con la herramienta de cálculo estadístico acá desarrollada.

Premisas:

- En ambas simulaciones se empleará el día 21 de enero.
- Características geográficas del mismo sitio (Coordenadas UTM).
- Se dimensiona 1 Bloque de potencia similar, con los mismos parámetros técnicos en base a las hojas de datos (Panel, seguidor, Inversor)

7.1. Simulación en PVsyst con sistema inclinado fijo:

UNIVERSITÉ DE GENÈVE PVSYST	PVSYST V5.06	Sistema fijo a 21 de enero	Página 3/4

CSF Santiago 1 Block Power
Sistema fijo 21 de enero

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **CSF Santiago 231 MW**
Variante de simulación : **S Fijo 21/Enero**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	**Conectado a la red**		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	26°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	JAM6(K)72/350/1500	Pnom	350 Wp
Generador FV	N° de módulos	11520	Pnom total	**4032 kWp**
Inversor	Modelo	HECV1500	Pnom	3500 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación				
Producción del Sistema	**Energía producida**	**19.21 MWh**	Produc. específico	5 kWh/kWp
	Factor de rendimiento (PR)	80.5 %		

Tabla 19. Resultados principales de la simulación, sistema fijo a 1 BP.

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	4.657	13.36	5.920	5.771	20173	19213	15.23	14.50
Período	4.657	13.36	5.920	5.771	20173	19213	15.23	14.50

Leyendas:			
GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
GlobInc	Global incidente en plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Tabla 20. Balances de la simulación, sistema fijo a 1 BP.

En la tabla 20, observamos la corrida para el día del año seleccionado, en donde observamos los parámetros de interés principal como son las HSP (*Horas Solares Pico*) durante el día, la energía producida/inyectada a red tanto en MWh en la tabla 19. Podemos observar de la tabla 20, que las HSP (4,76 kWh/kWp) son muy cercanas a las obtenidas en nuestra herramienta de cálculo de la imagen siguiente (4,7 kWh/kWp).

Balances y Resultados Principales (Sistema fijo, sin seguimiento)

Radiación disponible

Enero	146,60	**Mes** kWh/m2	día	21	
HSP	4,7	**día** kWh/kWp			

Energía producida por panel por radiación disponible durante el día (Eg)

Potencia panel	350,000	$Eg = (P_p)(HSP)$	1.655,12	kWh
HSP	4,729			

Energía total generada por la CSF (ETG) MWh/día

N. paneles	11520	$E_T = (E_g)(Np)$	19,07	MWh/día
Eg (Wh)	1655,12			

Energía inyectada a la red anualmente (Ey) MWh/año

(ET) MWh/día	19,07	$E_y = (E_T)(Dias)$	6.959,43	MWh/año
Días operativo:	365			

Producción específica (Pep)--->HSPn kWh/kWp al año

(ET) MWh/día	19,07	$HSPn = \frac{E_{TC}}{H_{so}}$	1.745,89	Wh/kWp_añ
(Hso) horas día	10,92			

Sistema	Panel (Wp)	N. paneles N.	Pot pico (kWp)	Pnominal (kWn)	HSPn kWh/kWp	Producción (kWh)	P pool l/Kw
Fijo	350	11520	4032	3500	1.745,89	19067	0,05

Beneficio	Euros/día
953,35 €	

Tabla 21. Balances y resultados de Herramienta de cálculo O&M.

Como se mencionó anteriormente, en el anexo IV se podrán validar las características técnicas y geográficas consideradas en PVSyst, así como la metodología de interpretación.

7.2. Simulación en PVsyst con seguidor a 1 eje H-E/O:

UNIVERSITÉ DE GENÈVE PVSYST	PVSYST V5.06	1 Bloque de potencia	Página 2/3

Seguidor a 1 eje horizontal E-O
Seguidor 1 eje E-O 21/enero

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **CSF Santiago 231 MW**

Variante de simulación : **S Seguimiento E-O 21/Enero**

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	**Conectado a la red**		
Orientación campo FV	Seguimiento eje horizontal E-O, Acimut normal al eje			Acimut normal al eje	10°
Módulos FV		Modelo	JAM6(K)72/350/1500	Pnom	350 Wp
Generador FV		N° de módulos	11520	Pnom total	**4032 kWp**
Inversor		Modelo	HECV1500	Pnom	3500 kW ac
Necesidades de los usuarios		Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación				
Producción del Sistema	**Energía producida**	**20.49 MWh**	Produc. específico	5 kWh/kWp
	Factor de rendimiento (PR)	80.8 %		

Tabla 22. Resultados principales de la simulación, sistema con seguidor E-O a 1 BP.

Balances y Resultados Principales (Con sistema de seguimiento a 1 Eje fijo horizontal (E-O)

Balances y Resultados Principales

Radiación disponible							
Enero	156,82	**Mes** kWh/m2	día	21			
HSP	5,0586	**día** kWh/kWp					
Energía producida por panel por radiación disponible durante el día (Eg)							
Potencia panel	350,000	$Eg = (P_p)(HSP)$		1.770,52	kWh		
HSP	5,06						
Energía total generada por la CSF (ETG) MWh/día							
N. paneles	11520	$E_T = (E_g)(Np)$		20,40	MWh/día		
Eg (Wh)	1771						
Energía inyectada a la red anualmente (Ey) MWh/año							
(ET) MWh/día	20,40	$E_y = (E_T)(Días)$		7.444,68	MWh/año		
Días operativo:	365						
Producción específica (Pep)--->HSPn kWh/kWp al año							
(ET) MWh/día	20,40	$HSPn = \frac{E_{TG}}{H_{so}}$		1.867,62	kWh/kWp_año		
(Hso) horas día	10,92						
15% Losses	**Panel**	**N. paneles**	**Pot pico**	**Pnominal**	**HSPn**	**Producción**	**P pool**
Sistema	**(Wp)**	**N.**	**(kWp)**	**(kWn)**	**kWh/kWp**	**(kWh)**	**l/Kw**
Fijo	350	11520	4032	3500	1.867,62	20.396	0,05
Beneficio	**Euros/día**						
1020							

Tabla 23. Balances y resultados de Herramienta de cálculo O&M con sistema de seguimiento a 1 eje horizontal Este-Oeste.

8. DESARROLLO DE ANÁLISIS

Una vez que hemos validado la herramienta, delimitado nuestro análisis dentro de la Central Solar (Bloque de potencia), identificamos las características técnicas que componen cada uno de los equipos en cuestión, los costes que conlleva cada uno de estos, el método de cálculo del recurso solar y el procedimiento para conocer la generación de energía eléctrica en un día cualquiera por la disponibilidad total del bloque de potencia, procedemos a plantear los diversos escenarios posibles para cada uno de nuestros equipos principales, a continuación se citan los escenarios de indisponibilidad posible para cada equipo:

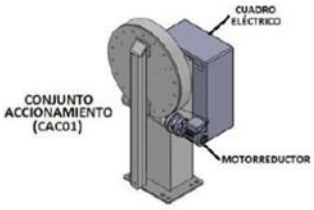
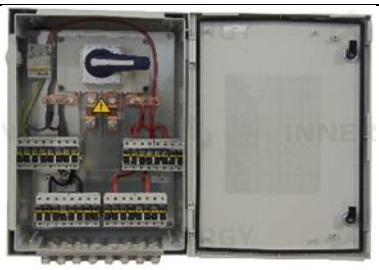
Equipo	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
	Avería de *1* panel solar, *2* técnicos para atender correctivo (Salario equivalente a 30 min), tiempo requerido para desplazarse a zona de trabajo 15 min, no se considera coste unitario de panel (Garantía).	Avería de *30* paneles solares, *2* técnicos para atender correctivo (Salario equivalente a 180 min), tiempo requerido para desplazarse a zonas de trabajo 30 min, no se considera coste unitario de paneles (Garantía).	Avería de *30* paneles solares, *2* técnicos para atender correctivo (Salario equivalente a 180 min), tiempo requerido para desplazarse a zonas de trabajo 30 min, no se considera coste unitario de paneles (Garantía). *Verano*
 *Seguidor 1 eje horizontal*	Falla de inclinómetro + cuadro eléctrico, *3* técnicos para atender correctivo (Salario equivalente a 180 min), tiempo requerido para desplazarse a zona de trabajo 30 min, se considera coste unitario de equipos (*sin garantía*).	Falla de *1* sistema de seguimiento, *3* técnicos para atender correctivo (Salario equivalente a 180 min), tiempo requerido para desplazarse a zona de trabajo 30 min, NO se considera coste unitario de equipos (*garantía*).	Falla de *1* sistema de seguimiento, *3* técnicos para atender correctivo (Salario equivalente a 180 min), tiempo requerido para desplazarse a zona de trabajo 30 min, se considera coste unitario de sistema (*sin garantía*).
	Indisponibilidad de *1* JB, *2* técnicos para atender correctivo (Salario equivalente a 90 min), tiempo requerido para desplazarse a zona de trabajo 20 min, NO se considera coste unitario de JB (*garantía*).	Indisponibilidad de *1* JB, *2* técnicos para atender correctivo (Salario equivalente a 60 min), tiempo requerido para desplazarse a zona de trabajo 20 min, NO se considera coste unitario de JB (*garantía*). *Verano*	Indisponibilidad de *1* JB, *2* técnicos para atender correctivo (Salario equivalente a 90 min), tiempo requerido para desplazarse a zona de trabajo 20 min, se considera coste unitario de JB (*sin garantía*). *Verano*
	Indisponibilidad de *1* inversor (IGBT + Tarjeta), *2* técnicos para atender correctivo (Salario equivalente a 180 min), tiempo requerido para desplazarse a zona de trabajo 20 min, se considera coste unitario de piezas (*sin garantía*). *Verano*	Indisponibilidad de *1* inversor (Tarjeta de comunicación), *2* técnicos para atender correctivo (Salario equivalente a 90 min), tiempo requerido para desplazarse a zona de trabajo 20 min, se considera coste unitario de piezas (*sin garantía*).	Indisponibilidad de *1* inversor (Tarjeta de comunicación), *2* técnicos para atender correctivo (Salario equivalente a 90 min), tiempo requerido para desplazarse a zona de trabajo 20 min, se considera coste unitario de piezas (*sin garantía*). *Verano*

Tabla 24. Escenarios propuestos para elementos principales del Bloque de Potencia

8.1. Panel Fotovoltaico, Escenario 1.

Marca	*JASOLAR*
Modelo	350/1500
Costo unitario	0,00 €
Garantía	SI
Stock	SI

Emisor: Ismael Solano Rodriguez **Fecha:** 21/05/2018 **Rev:** A

Nota
(1) Las celdas con fondo en color verde son aquellas que requieren se indique la variable correspondiente por el técnico.
2) Las celdas con fondo en color azul, indican resultados o valores no modificables por el usuario

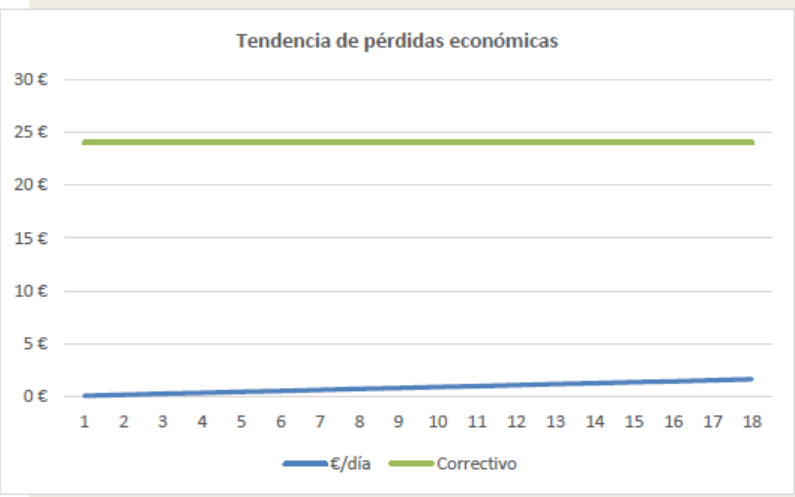
BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO (Inversor => 16 seguidores => 720 paneles)							
15% Losses	Panel	N. paneles	Pot pico	Pnominal	HSPn	Producción	Precio pool
Sistema	(Wp)	N°	(kWp)	(kWn)	kWh/kWp	(kWh/año)	€/Kwh
Seguimiento	350	11.520	4.032	3.500	1.902	7.668.864	0,05

PRODUCCIÓN EN DÍA PROMEDIO		
Producción	Producción	Beneficio
€/año	kWh/día	€/día
383.443	21.011	1.051

BENEFICIO POR EQUIPO		
Beneficio diario por panel	0,09 €	€/día
Beneficio diario por seguidor	65,66 €	€/día

COSTES BASE DE O&M	
Salario €/h de técnico especialista	15 €
Número de personas para atender el mto. correctivo	2
Coste por desplazamiento de técnicos €/día	5 €
(HH) por persona para atender correctivo cambio de panel	0,5
Horas hombre (HH) en desplazamiento	0,3
TOTAL	24 €

ARREGLO DE BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO		
N. paneles x string	(Unidades)	30
N string x seguidor	(Unidades)	24
N. paneles x seguidor	(Unidades)	720
N. de paneles x Bloque	(Unidades)	11520
N. de seguidores	(Unidades)	16
N. paneles en avería	(Unidades)	1



BALANCE TÉCNICO		
N. paneles disponibles	11.519	pzs
Pot pico disponible	4.032	kWp
Producción anual	7.668.198	kWh/año
Ingreso anual	383.410	€/año
Producción diaria	21.009	kWh/día
Ingreso diario	1.050	€/día
Pérdidas En diarias	2	kWh
Pérdidas Ec diarias	0,09	€/día
Días estimados	263	días

BALANCE DE COSTOS POR ATENCIÓN CORRECTIVA	
Coste de equipos (paneles)	0 €
Coste x desplazamiento a sitio (especialista)	0 €
COSTE TOTAL POR ACTUACIÓN	24 €

Imagen 13. Sección 3 de Herramienta de análisis, Panel fotovoltaico (Escenario 1)

8.2. Panel Fotovoltaico, Escenario 2

Marca	*JASOLAR*
Modelo	350/1500
Costo unitario	0,00 €
Garantía	SI
Stock	SI

Emisor: Ismael Solano Rodriguez **Fecha:** 21/05/2018 **Rev:** A

Nota
(1) Las celdas con fondo en color verde son aquellas que requieren se indique la variable correspondiente por el técnico.
2) Las celdas con fondo en color azul, indican resultados o valores no modificables por el usuario

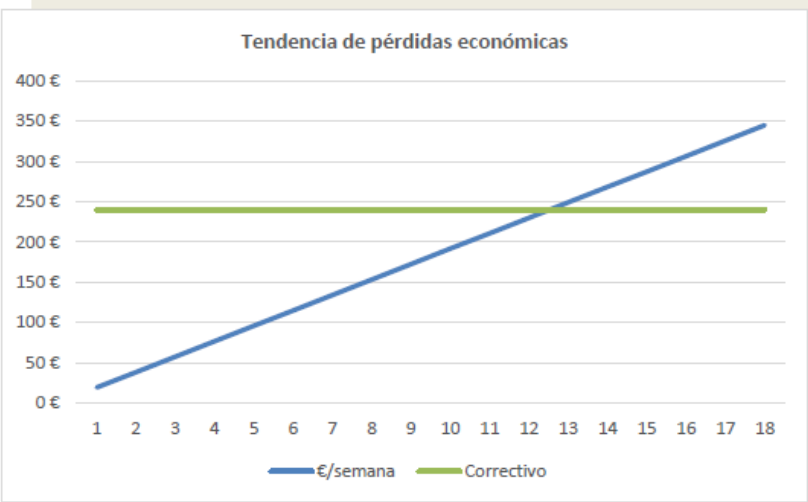
BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO (Inversor => 16 seguidores => 720 paneles)							
15% Losses	Panel	N. paneles	Pot pico	Pnominal	HSPn	Producción	Precio pool
Sistema	(Wp)	N°	(kWp)	(kWn)	kWh/kWp	(kWh/año)	€/Kwh
Seguimiento	350	11.520	4.032	3.500	1.902	7.668.864	0,05

PRODUCCIÓN EN DÍA PROMEDIO		
Producción	Producción	Beneficio
€/año	kWh/día	€/día
383.443	21.011	1.051

BENEFICIO POR EQUIPO		
Beneficio diario por panel	0,09 €	€/día
Beneficio diario por seguidor	65,66 €	€/día

COSTES BASE DE O&M	
Salario €/h de técnico especialista	15 €
Número de personas para atender el mto. correctivo	2
Coste por desplazamiento de técnicos €/día	5 €
(HH) por persona para atender correctivo cambio de panel	8
Horas hombre (HH) en desplazamiento	0,3
TOTAL	240 €

ARREGLO DE BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO		
N. paneles x string	(Unidades)	30
N string x seguidor	(Unidades)	24
N. paneles x seguidor	(Unidades)	720
N. de paneles x Bloque	(Unidades)	11520
N. de seguidores	(Unidades)	16
N. paneles en avería	(Unidades)	30



BALANCE TÉCNICO		
N. paneles disponibles	11.490	pzs
Pot pico disponible	4.022	kWp
Producción anual	7.648.893	kWh/año
Ingreso anual	382.445	€/año
Producción diaria	20.956	kWh/día
Ingreso diario	1.048	€/día
Pérdidas En diarias	55	kWh
Pérdidas Ec diarias	2,74	€/día
Días estimados	88	días

BALANCE DE COSTOS POR ATENCIÓN CORRECTIVA	
Coste de equipos (paneles)	0 €
Coste x desplazamiento a sitio (especialista)	0 €
COSTE TOTAL POR ACTUACIÓN	240 €

Imagen 14. Sección 3 de Herramienta de análisis, Panel fotovoltaico (Escenario 2)

8.3. Panel Fotovoltaico, Escenario 3

Marca	JASOLAR	mes	día
Modelo	350/1500	6	1
Costo	0 €	días del mes	30
Garantía	SI	dn	152
Stock	NO		
Horas operativas x día	13,19		

Nota
(1) Las celdas con fondo en color verde son aquellas que requieren se indique la variable correspondiente por el técnico.
2) Las celdas con fondo en color azul, indican resultados o valores no modificables por el usuario

BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO (Inversor => 16 seguidores => 720 paneles)

15% Losses	Panel	N. paneles	Pot pico	Pnominal	HSPn	Producción	Precio pool
Sistema	(Wp)	N°	(kWp)	(kWn)	kWh/kWp	(kWh/año)	E/Kwh
Seguimiento	350,00	11.520	4032,00	3.500	2.202,30	8.879.668	0,05

PRODUCCIÓN EN DÍA PROMEDIO

Producción	Producción	Beneficio
€/año	kWh/día	€/día
443.983	24.328	1.216

BENEFICIO POR EQUIPO

Beneficio diario por panel	0,11 €	€/día
Beneficio diario por seguidor	76,02 €	€/día

COSTES BASE DE O&M

Salario €/h de técnico especialista	15 €
Número de personas para atender el mto. correctivo	2
Coste por desplazamiento de técnicos €/día	5 €
(HH) por persona para atender correctivo cambio de panel	8
Horas hombre (HH) en desplazamiento	0,3
TOTAL	240 €

ARREGLO DE BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO

N. paneles x string	(Unidades)	30
N string x seguidor	(Unidades)	24
N. paneles x seguidor	(Unidades)	720
N. de paneles x Bloque	(Unidades)	11520
N. de seguidores	(Unidades)	16
N. paneles en avería	(Unidades)	30

BALANCE TÉCNICO

N. paneles disponibles	11.490	pzs
Pot pico disponible	4.022	kWp
Producción anual	8.856.544	kWh/año
Ingreso anual	442.827	€/año
Producción diaria	24.265	kWh/día
Ingreso diario	1.213	€/día
Pérdidas En diarias	63	kWh
Pérdidas Ec diarias	3	€/día
Días estimados	76	días

BALANCE DE COSTOS POR ATENCIÓN CORRECTIVA

Coste de equipos (paneles)	0 €
Coste x desplazamiento a sitio (especialista)	0 €
COSTE TOTAL POR ACTUACIÓN	240 €

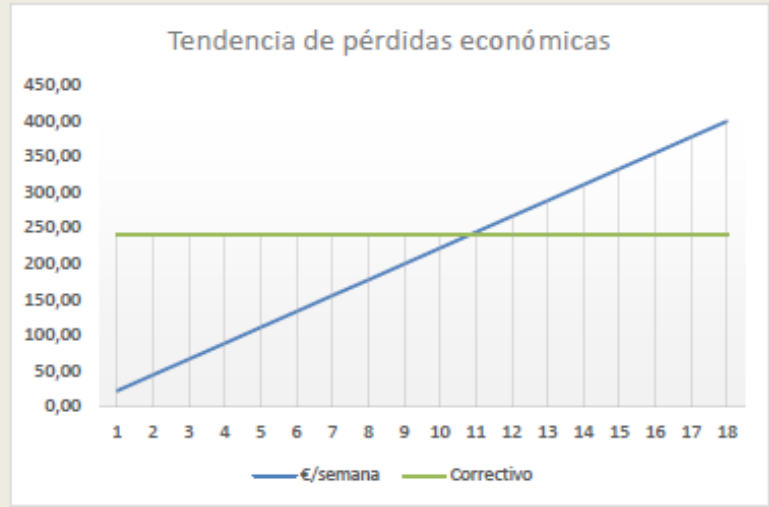
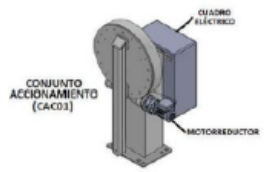


Imagen 15. Sección 3 de Herramienta de análisis, Panel fotovoltaico (Escenario 3)

8.4. Sistema de seguimiento, Escenario 1.



Seguidor 1 eje horizontal

Marca	STI	Emisor:	I.S.R.	Fecha:	21/05/2018	Rev:	A
Modelo	H1250						
Elaboró	I.S.R.						
Aprobó	D.E.V.						
Stock	NO						
Horas operativas x día	10,92						

Nota
(1) Las celdas con fondo en color verde son aquellas que requieren se indique la variable correspondiente por el técnico.
(2) Las celdas con fondo en color azul, indican resultados o valores no modificables por el usuario.
(HH) Horas Hombre.

BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO (Inversor => 16 seguidores => 720 paneles)

15% Losses	Panel	N. paneles	Pot pico	Pnominal	HSPn	Producción	Precio pool
Sistema	(Wp)	N°	(kWp)	(kWn)	kWh/kWp	(kWh/año)	€/Kw
Seguimiento	350	11.520	4.032	3.500	1.902	7.668.864	0,05

PRODUCCIÓN EN DÍA PROMEDIO

Producción	Producción	Beneficio
€/año	kWh/día	€/día
383.443	21.011	1.051

ARREGLO BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO

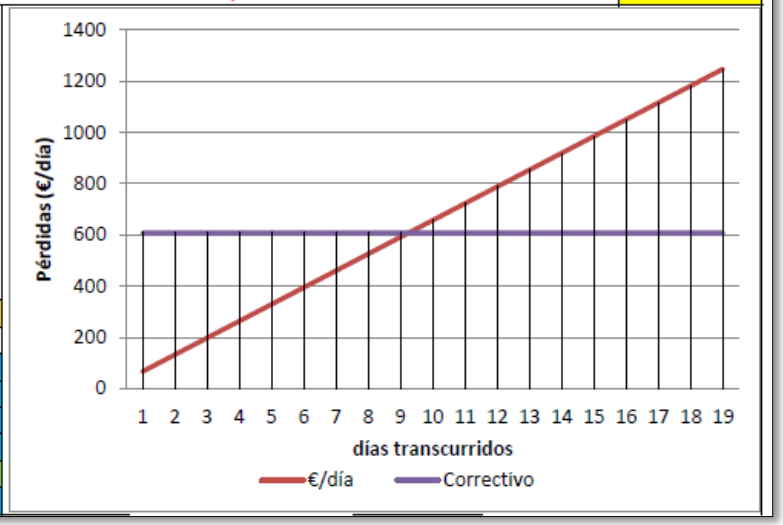
N. paneles x string	(Pzas)	30
N string x seguidor	(Pzas)	24
N. paneles x seguidor	(Pzas)	720
N. de seguidores	(Pzas)	16
N. seguidores en avería	(Pzas)	1

COSTES BASE DE O&M

Salario € /h de técnico especialista			15 €
Número de técnicos requeridos para atender acción correctiva			3
Coste por desplazamiento a central sitio (técnico especialista)			0
Coste Total por desplazamiento de técnicos al área de trabajo € /día			8 €
(HH) por técnico para ejecución de correctivo	*min*	180	3
(HH) por desplazamiento a lugar de avería	*min*	30	0,50
Salario estimado por atención correctiva			158 €

BALANCE TÉCNICO

N. paneles disponibles	10800	pzs
Pot pico disponible	3780	kWp
Ingreso anual	7189560	kWh/año
Beneficio anual	359478	€/año
Producción diaria	19697,42	kWh/día
Beneficio diario	984,87	€/día
Pérdidas En diarias	1313,16	kWh/día
Pérdidas (€) diarias	65,66	€/día
Días estimados	9,25	días
Semanas Estimadas	1,32	semanas

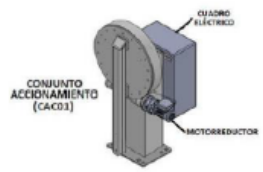


BALANCE DE COSTES POR ATENCIÓN CORRECTIVA

Equipo a reemplazar	Garantía	Averiado	N. piezas	Coste (€)
Sistema de seguimiento	NO	NO	0	0
Motorreductor	NO	NO	1	0
Inclinómetro	NO	SI	1	300
Cuadro eléctrico	NO	SI	1	150
Otros _____			(especificar)	0,00 €
Coste total de actuación				608 €

Imagen 16. Sección 3 de Herramienta de análisis, Sistema de seguimiento (Escenario 1)

8.5. Sistema de seguimiento, Escenario 2.



Seguidor 1 eje horizontal

Marca	STI	Emisor:	I.S.R.	Fecha:	21/05/2018	Rev:	A
Modelo	H1250						
Elaboró	I.S.R.						
Aprobó	D.E.V.						
Stock	NO						
Horas operativas x día	10,92						

Nota
(1) Las celdas con fondo en color verde son aquellas que requieren se indique la variable correspondiente por el técnico.
(2) Las celdas con fondo en color azul, indican resultados o valores no modificables por el usuario.
(HH) Horas Hombre.

BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO (Inversor => 16 seguidores => 720 paneles)

15% Losses	Panel	N. paneles	Pot pico	Pnominal	HSPn	Producción	Precio pool
Sistema	(Wp)	N°	(kWp)	(kWn)	kWh/kWp	(kWh/año)	€/Kw
Seguimiento	350	11.520	4.032	3.500	1.902	7.668.864	0,05

PRODUCCIÓN EN DÍA PROMEDIO

Producción	Producción	Beneficio
€/año	kWh/día	€/día
383.443	21.011	1.051

ARREGLO BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO

N. paneles x string	(Pzas)	30
N string x seguidor	(Pzas)	24
N. paneles x seguidor	(Pzas)	720
N. de seguidores	(Pzas)	16
N. seguidores en avería	(Pzas)	1

COSTES BASE DE O&M

Salario € /h de técnico especialista			15 €
Número de técnicos requeridos para atender acción correctiva			3
Coste por desplazamiento a central sitio (técnico especialista)			0
Coste Total por desplazamiento de técnicos al área de trabajo € /día			8 €
(HH) por técnico para ejecución de correctivo	*min*	180	3
(HH) por desplazamiento a lugar de avería	*min*	30	0,50
Salario estimado por atención correctiva			158 €

BALANCE TÉCNICO

N. paneles disponibles	10800	pzs
Pot pico disponible	3780	kWp
Ingreso anual	7189560	kWh/año
Beneficio anual	359478	€/año
Producción diaria	19697,42	kWh/día
Beneficio diario	984,87	€/día
Pérdidas En diarias	1313,16	kWh/día
Pérdidas (€) diarias	65,66	€/día
Días estimados	2,40	días
Semanas Estimadas	0,34	semanas

BALANCE DE COSTES POR ATENCIÓN CORRECTIVA

Equipo a reemplazar	Garantía	Averiado	N. piezas	Coste (€)
Sistema de seguimiento	SI	SI	0	0
Motorreductor	NO	NO	0	0
Inclinómetro	NO	NO	0	0
Cuadro eléctrico	NO	NO	0	0
Otros _____ (especificar)				0,00 €
Coste total de actuación				158 €

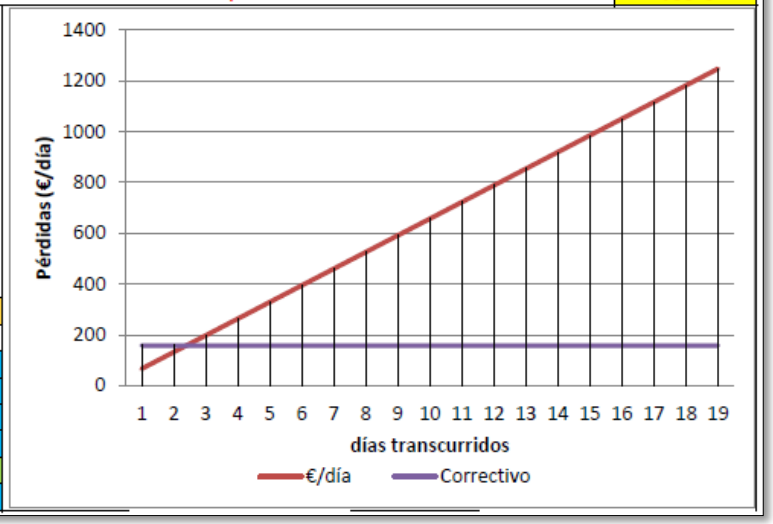
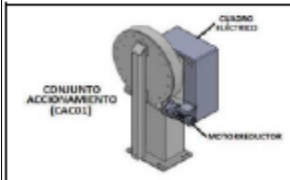


Imagen 17. Sección 3 de Herramienta de análisis, Sistema de seguimiento (Escenario 2)

8.6. Sistema de seguimiento, Escenario 3.



Seguidor 1 eje horizontal

Marca	STI	Emisor: I.S.R.	Fecha: 21/05/2018	Rev: A
Modelo	H1250		
Elaboró	I.S.R.		
Aprobó	D.E.V.		
Stock	NO		
Horas operativas x día	10,92		

Nota
(1) Las celdas con fondo en color verde son aquellas que requieren se indique la variable correspondiente por el técnico.
(2) Las celdas con fondo en color azul, indican resultados o valores no modificables por el usuario.
(HH) Horas Hombre.

BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO (Inversor => 16 seguidores => 720 paneles)

15% Losses	Panel	N. paneles	Pot pico	Pnominal	HSPn	Producción	Precio pool
Sistema	(Wp)	Nº	(kWp)	(kWn)	kWh/kWp	(kWh/año)	€/Kw
Seguimiento	350	11.520	4.032	3.500	1.902	7.668.864	0,05

PRODUCCIÓN EN DÍA PROMEDIO

Producción	Producción	Beneficio
€/año	kWh/día	€/día
383.443	21.011	1.051

ARREGLO BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO

N. paneles x string	(Pzas)	30
N string x seguidor	(Pzas)	24
N. paneles x seguidor	(Pzas)	720
N. de seguidores	(Pzas)	16
N. seguidores en avería	(Pzas)	1

COSTES BASE DE O&M

Salario €/h de técnico especialista			15 €
Número de técnicos requeridos para atender acción correctiva			3
Coste por desplazamiento a central sitio (técnico especialista)			0
Coste Total por desplazamiento de técnicos al área de trabajo €/día			8 €
(HH) por técnico para ejecución de correctivo	*min*	180	3
(HH) por desplazamiento a lugar de avería	*min*	30	0,50
Salario estimado por atención correctiva			158 €

BALANCE TÉCNICO

N. paneles disponibles	10800	pzs
Pot pico disponible	3780	kWp
Ingreso anual	7189560	kWh/año
Beneficio anual	359478	€/año
Producción diaria	19697,42	kWh/día
Beneficio diario	984,87	€/día
Pérdidas En diarias	1313,16	kWh/día
Pérdidas (€) diarias	65,66	€/día
Días estimados	70,94	días
Semanas Estimadas	10,13	semanas

BALANCE DE COSTES POR ATENCIÓN CORRECTIVA

Equipo a reemplazar	Garantía	Averiado	N. piezas	Coste (€)
Sistema de seguimiento	NO	SI	1	4500
Motorreductor	NO	NO	0	0
Inclinómetro	NO	NO	0	0
Cuadro eléctrico	NO	NO	0	0
Otros _____			(especificar)	0,00 €
Coste total de actuación				4.658 €

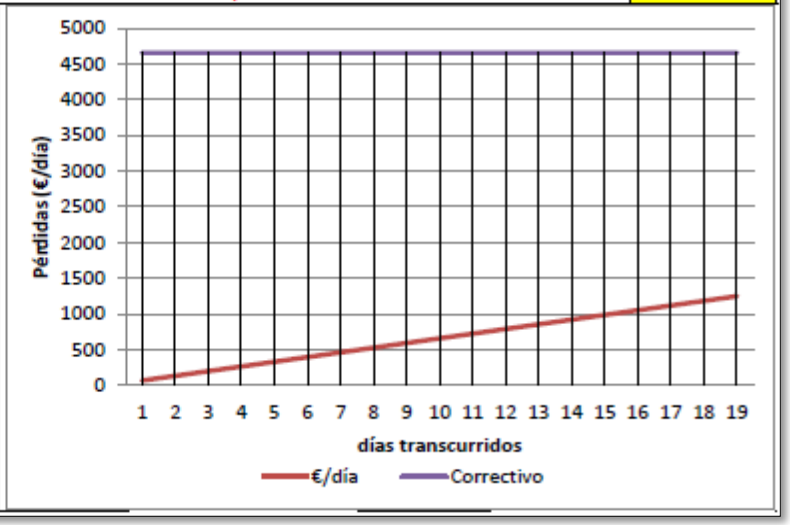
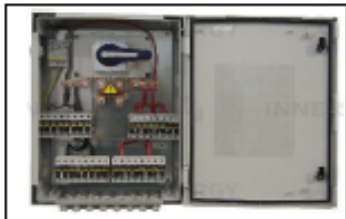


Imagen 18. Sección 3 de Herramienta de análisis, Sistema de seguimiento (Escenario 3)

8.7. Junction Box, Escenario 1.



Marca	JB stL	Emisor:	I.S.R.	Fecha:	21/05/2018	Rev: A
Modelo	3173					
Elaboró	I.S.R.					
Aprobó	D.E.V.					
Stock	NO					
Horas operativas x día	10,92					

Nota
(1) Las celdas con fondo en color verde son aquellas que requieren se indique la variable correspondiente por el técnico.
(2) Las celdas con fondo en color azul, indican resultados o valores no modificables por el usuario.
(HH) Horas Hombre.

BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO (Inversor => 16 seguidores => 720 paneles)

15% Losses	Panel	N. paneles	Pot pico	Pnominal	HSPn	Producción	Precio pool
Sistema	(Wp)	Nº	(kWp)	(kWn)	kWh/kWp	(kWh/año)	€/Kw
Seguimiento	350	11.520	4.032	3.500	1.902	7.668.864	0,05

PRODUCCIÓN EN DÍA PROMEDIO

Producción	Producción	Beneficio
€/año	kWh/día	€/día
383.443	21.011	1.051

ARREGLO BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO

N. paneles x string	(Pzas)	30
N string x seguidor	(Pzas)	24
N. paneles x seguidor	(Pzas)	720
N. paneles por JB	(Pzas)	240
N. JB en avería	(Pzas)	1

COSTES BASE DE O&M

Salario €/h de técnico especialista			15 €
Número de técnicos requeridos para atender acción correctiva			2
Coste por desplazamiento a central sitio (técnico especialista)			0
Coste Total por desplazamiento de técnicos al área de trabajo €/día			5 €
(HH) por técnico para ejecución de correctivo	min	90	1,5
(HH) por desplazamiento a lugar de avería	min	20	0,33
Salario estimado por atención correctiva			55 €

BALANCE TÉCNICO

N. paneles disponibles	11.280	pza
Pot pico disponible	3.948	kWp
Producción anual	7.509.096,0	kWh/año
Beneficio anual	375.455	€/año
Producción diaria	20.573	kWh/día
Beneficio diario	1.029	€/día
Pérdidas En diarias	438	kWh/día
Pérdidas Ec diarias	22	€/día
Días estimados	2,51	días
Semanas Estimadas	0,36	semanas

con

BALANCE DE COSTES POR ATENCIÓN CORRECTIVA

Equipo a reemplazar	Garantía	Averiado	N. piezas	Coste (€)
Coste total JB	SI	SI	1	0
Cambio de fusible	SI	NO	1	0
Otros	SI	NO	1	0
Otros	SI	NO	1	0
Otros		(especificar)		0,00 €
Coste total de actuación				55 €

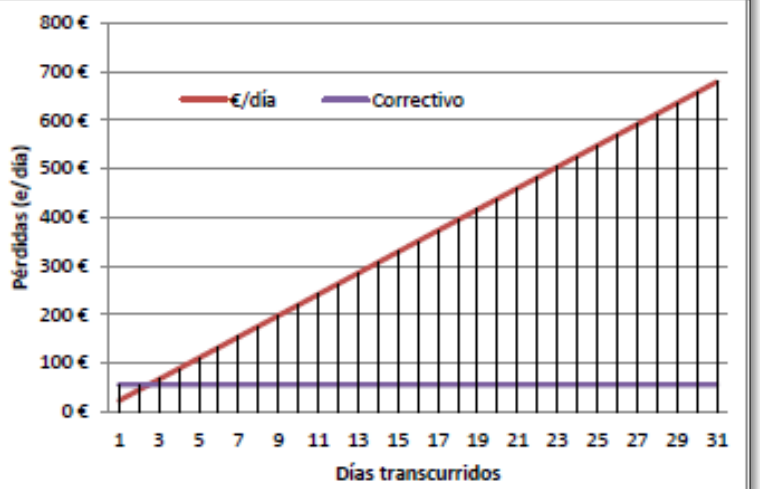


Imagen 19. Sección 3 de Herramienta de análisis, Caja de conexiones (Escenario 1)

8.8. Junction Box, Escenario 2.

Marca	JB stL	día	mes
Modelo	3173	31	6
Elaboró	I.S.R.		
Aprobó	D.E.V.		
Stock	NO		
Horas operativas x dia	13,26		

Nota
(1) Las celdas con fondo en color verde son aquellas que requieren se indique la variable correspondiente por el técnico.
(2) Las celdas con fondo en color azul, indican resultados o valores no modificables por el usuario.
(HH) Horas Hombre.

BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO (Inversor => 16 seguidores => 720 paneles)

15% Losse	Panel	N. paneles	Pot pico	Pnominal	HSPn	Producción	Precio pool
Sistema	(Wp)	N°	(kWp)	(kWn)	kWh/kWp	(kWh/año)	E/Kwh
Seguimiento	350	11.520	4.032	3.500	2.194	8.845.608	0,05

PRODUCCIÓN EN DÍA PROMEDIO

Producción	Producción	Beneficio
€/año	kWh/día	€/día
442.280 €	24.235 €	1.212 €

ARREGLO BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO

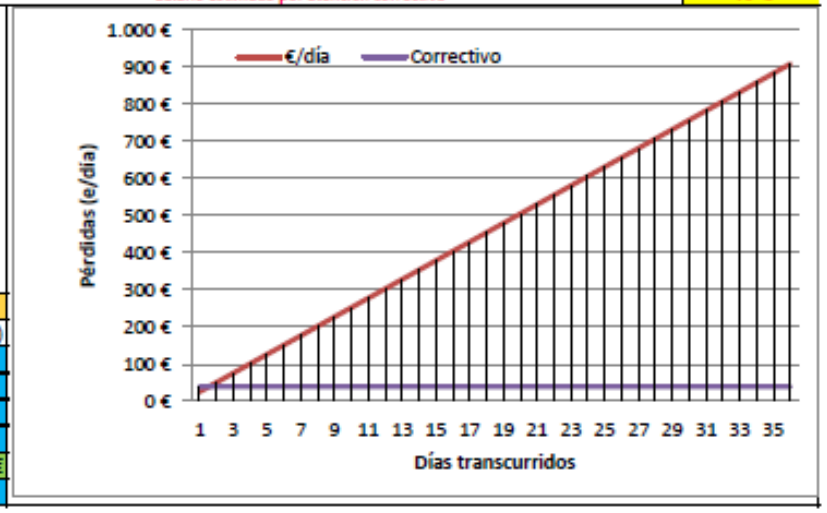
N. paneles x string	Unidades	30
N string x seguidor	Unidades	24
N. paneles x seguidor	Unidades	720
N. paneles por JB	Unidades	240
N. JB en averia	Unidades	1

COSTES BASE DE O&M

Salario €/h de técnico especialista			15 €
Número de técnicos requeridos para atender acción correctiva			2
Coste por desplazamiento a central sitio (técnico especialista)			0
Coste Total por desplazamiento de técnicos al área de trabajo €/día			5 €
(HH) por técnico para ejecución de correctivo	min	60	1
(HH) por desplazamiento a lugar de avería	min	20	0,33
Salario estimado por atención correctiva			40 €

BALANCE TÉCNICO

N. paneles disponibles	11.280	pza
Pot pico disponible	3.948	kWp
Producción anual	8.661.324	kWh/año
Beneficio anual	433.066	€/año
Producción diaria	23.730	kWh/dia
Beneficio diario	1.186	€/día
Pérdidas En diarias	505	kWh/dia
Pérdidas Ec diarias	25	€/día
Dias estimados	1,58	dias
Semanas Estimadas	0,23	semanas



BALANCE DE COSTES POR ATENCIÓN CORRECTIVA

Equipo a reemplazar	Garantía	Averiado	N. piezas	Coste (€)
Coste total JB	SI	SI	1	0
Cambio de fusible	NO	NO	1	0
Otros	NO	NO	1	0
Otros	NO	NO	1	0
Otros (especificar)				0,00 €
Coste total de actuación				40 €

Imagen 20. Sección 3 de Herramienta de análisis, Caja de conexiones (Escenario 2)

8.9. Junction Box, Escenario 3

Marca	JB stL	día	mes
Modelo	3173	31	6
Elaboró	I.S.R.		
Aprobó	D.E.V.		
Stock	NO		
Horas operativas x día	13,26		

Nota
(1) Las celdas con fondo en color verde son aquellas que requieren se indique la variable correspondiente por el técnico.
(2) Las celdas con fondo en color azul, indican resultados o valores no modificables por el usuario.
(HH) Horas Hombre.

BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO (Inversor => 16 seguidores => 720 paneles)

15% Losse	Panel	N. paneles	Pot pico	Pnominal	HSPn	Producción	Precio pool
Sistema	(Wp)	N°	(kWp)	(kWn)	kWh/kWp	(kWh/año)	E/Kwh
Seguimiento	350	11.520	4.032	3.500	2.194	8.845.608	0,05

PRODUCCIÓN EN DÍA PROMEDIO

Producción	Producción	Beneficio
€/año	kWh/día	€/día
442.280 €	24.235 €	1.212 €

ARREGLO BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO

N. paneles x string	Unidades	30
N string x seguidor	Unidades	24
N. paneles x seguidor	Unidades	720
N. paneles por JB	Unidades	240
N. JB en avería	Unidades	1

COSTES BASE DE O&M

Salario €/h de técnico especialista			15 €
Número de técnicos requeridos para atender acción correctiva			2
Coste por desplazamiento a central sitio (técnico especialista)			0
Coste Total por desplazamiento de técnicos al área de trabajo €/día			5 €
(HH) por técnico para ejecución de correctivo	min	90	1,5
(HH) por desplazamiento a lugar de avería	min	20	0,33
Salario estimado por atención correctiva			55 €

BALANCE TÉCNICO

N. paneles disponibles	11.280	pza
Pot pico disponible	3.948	kWp
Producción anual	8.661.324	kWh/año
Beneficio anual	433.066	€/año
Producción diaria	23.730	kWh/día
Beneficio diario	1.186	€/día
Pérdidas En diarias	505	kWh/día
Pérdidas Ec diarias	25	€/día
Días estimados	28,20	días
Semanas Estimadas	4,03	semanas

BALANCE DE COSTES POR ATENCIÓN CORRECTIVA

Equipo a reemplazar	Garantía	Averiado	N. piezas	Coste (€)
Coste total JB	NO	SI	1	657
Cambio de fusible	NO	NO	1	0
Otros	NO	NO	1	0
Otros	NO	NO	1	0
Otros		(especificar)		0,00 €
Coste total de actuación				712 €

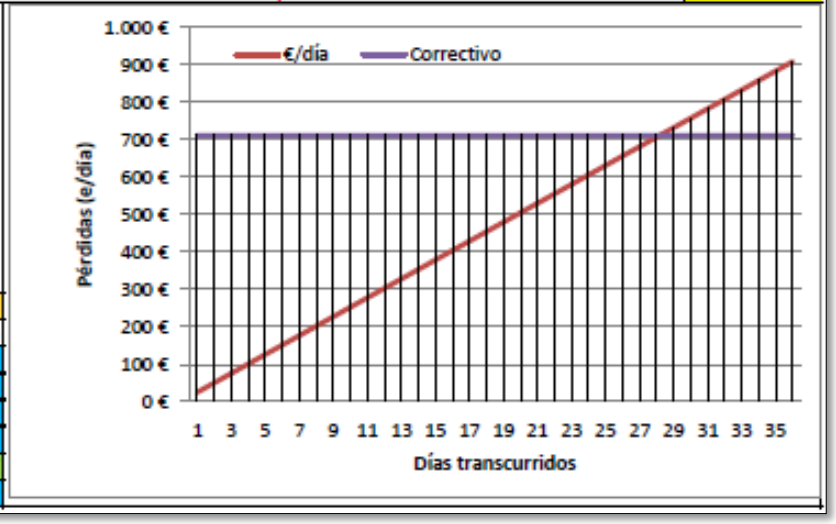


Imagen 21. Sección 3 de Herramienta de análisis, Caja de conexiones (Escenario 3)

8.10. Inversor, Escenario 1

Marca	PWERELE	día	mes
Modelo	HEC1500V	1	6
Elaboró	I.S.R.		
Aprobó	D.E.V.		
Stock	NO		
Horas operativas x día	13,19		

Nota
(1) Las celdas con fondo en color verde son aquellas que requieren se indique la variable correspondiente por el técnico.
(2) Las celdas con fondo en color azul, indican resultados o valores no modificables por el usuario.
(HH) Horas Hombre.

BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO (Inversor => 16 seguidores => 720 paneles)

15% Losse	Panel	N. paneles	Pot pico	Pnominal	HSPn	Producción	Precio pool
Sistema	(Wp)	Nº	(kWp)	(kWn)	kWh/kWp	(kWh/año)	E/Kwh
Seguimiento	350	11.520	4.032	3.500	2.202	8.879.668	0,05

PRODUCCIÓN EN DÍA PROMEDIO

Producción	Producción	Beneficio
€/año	kWh/día	€/día
443.983 €	24.328 €	1.216 €

ARREGLO BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO

N. paneles x string	Unidades	30
N string x seguidor	Unidades	24
N. paneles x seguidor	Unidades	720
N. seguidores en avería	Unidades	1
N. Inversores Disponibles	Unidades	55

COSTES BASE DE O&M

Salario € /h de técnico especialista			15 €
Número de técnicos requeridos para atender acción correctiva			2
Coste por desplazamiento a central sitio (técnico especialista)			0
Coste Total por desplazamiento de técnicos al área de trabajo € /día			5 €
(HH) por técnico para ejecución de correctivo	min	180	3
(HH) por desplazamiento a lugar de avería	min	20	0,33
Salario estimado por atención correctiva			100 €

BALANCE TÉCNICO

N. paneles disponibles	645.120	pza
Pot pico disponible	225.792	kWp
Producción anual	497.261.416	kWh/año
Beneficio anual	24.863.071	€/año
Producción diaria	1.362.360	kWh/día
Beneficio diario	68.118	€/día
Pérdidas En diarias	24.328	kWh/día
Pérdidas Ec diarias	1.216	€/día
Días estimados	1,932	días
Semanas Estimadas	0,28	semanas
Horas estimadas	25	horas

BALANCE DE COSTES POR ATENCIÓN CORRECTIVA

Equipo a reemplazar	Garantía	Averiado	N. piezas	Coste (€)
Bancada completa	NO	NO	0	0
Cambio IGBT´s	NO	SI	1	1500
Hardware	NO	SI	1	750
Software	NO	NO	0	0
Otros _____		(especificar)		0,00 €
Coste total de actuación				2.350 €

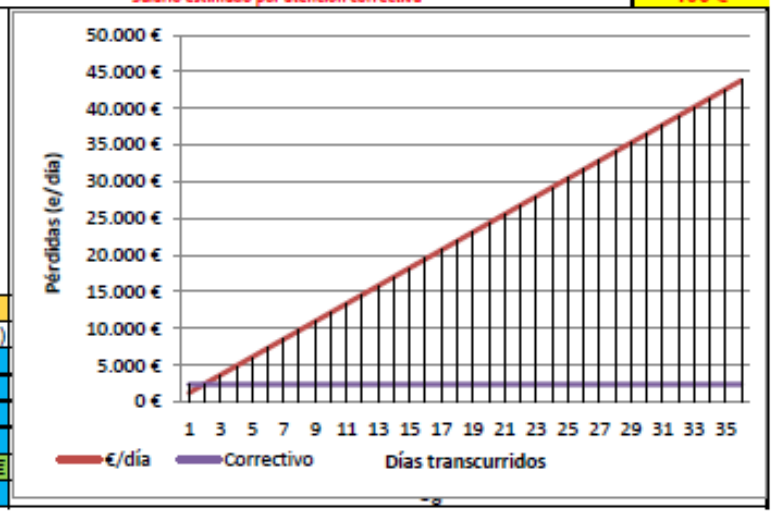


Imagen 22. Sección 3 de Herramienta de análisis, Inversor (Escenario 1)

8.11. Inversor, Escenario 2

Marca	PWERELE	Emisor:	I.S.R.	Fecha:	21/05/2018	Rev:	A
Modelo	HEC1500V						
Elaboró	I.S.R.						
Aprobó	D.E.V.						
Stock	NO						
Horas operativas x día	13,19						

Nota
(1) Las celdas con fondo en color verde son aquellas que requieren se indique la variable correspondiente por el técnico.
(2) Las celdas con fondo en color azul, indican resultados o valores no modificables por el usuario.
(HH) Horas Hombre.

BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO (Inversor => 16 seguidores => 720 paneles)							
15% Losses	Panel	N. paneles	Pot pico	Pnominal	HSPn	Producción	Precio pool
Sistema	(Wp)	N°	(kWp)	(kWn)	kWh/kWp	(kWh/año)	€/Kw
Seguimiento	350	11.520	4.032	3.500	1.902	7.668.864	0,05

PRODUCCIÓN EN DÍA PROMEDIO		
Producción	Producción	Beneficio
€/año	kWh/día	€/día
383.443	21.011	1.051

ARREGLO BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO		
N. paneles x string	Unidades	30
N string x seguidor	Unidades	24
N. paneles x seguidor	Unidades	720
N. seguidores en avería	Unidades	1
N. Inversores Disponibles	Unidades	55

COSTES BASE DE O&M			
Salario €/h de técnico especialista			15 €
Número de técnicos requeridos para atender acción correctiva			2
Coste por desplazamiento a central sitio (técnico especialista)			0
Coste Total por desplazamiento de técnicos al área de trabajo €/día			5 €
(HH) por técnico para ejecución de correctivo	*min*	180	3
(HH) por desplazamiento a lugar de avería	*min*	20	0,33
Salario estimado por atención correctiva			100 €

BALANCE TÉCNICO		
N. paneles disponibles	645.120	pza
Pot pico disponible	225.792	kWp
Producción anual	429.456.384	kWh/año
Beneficio anual	21.472.819	€/año
Producción diaria	1.176.593	kWh/día
Beneficio diario	58.830	€/día
Pérdidas En diarias	21.011	kWh/día
Pérdidas Ec diarias	1.051	€/día
Días estimados	0,095	días
Semanas Estimadas	0,01	semanas
Horas estimadas	1	horas

BALANCE DE COSTES POR ATENCIÓN CORRECTIVA				
Equipo a reemplazar	Garantía	Averiado	N. pieza	Coste (€)
Bancada completa	NO	NO	0	0
Cambio IGBT´s	SI	SI	1	0
Hardware	SI	SI	1	0
Software	NO	NO	0	0
Otros		(especificar)		0,00 €
Coste total de actuación				100 €

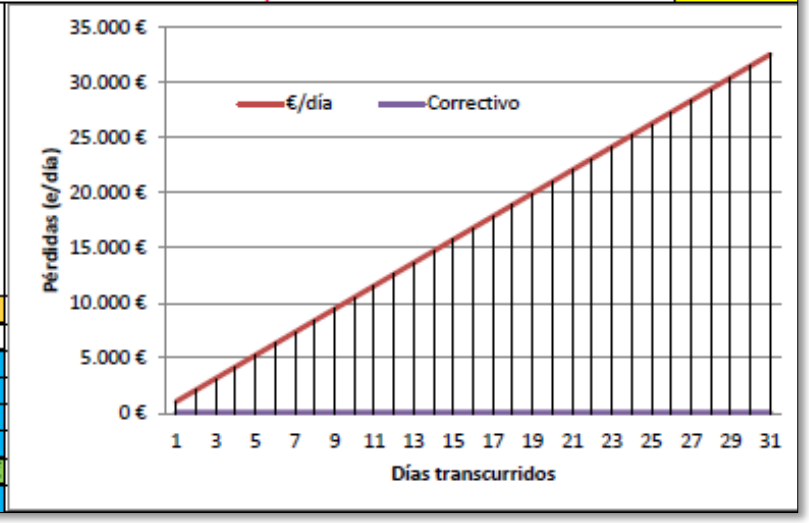


Imagen 23. Sección 3 de Herramienta de análisis, Inversor (Escenario 2)

8.12. Inversor, escenario 3

Marca	PWERELE	Emisor:	I.S.R.	Fecha:	21/05/2018	Rev: A
Modelo	HEC1500V					
Elaboró	I.S.R.					
Aprobó	D.E.V.					
Stock	NO					
Horas operativas x día	13,19					

Nota
(1) Las celdas con fondo en color verde son aquellas que requieren se indique la variable correspondiente por el técnico.
(2) Las celdas con fondo en color azul, indican resultados o valores no modificables por el usuario.
(HH) Horas Hombre.

BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO (Inversor => 16 seguidores => 720 paneles)

15% Losses	Panel	N. paneles	Pot pico	Pnominal	HSPn	Producción	Precio pool
Sistema	(Wp)	Nº	(kWp)	(kWn)	kWh/kWp	(kWh/año)	€/Kw
Seguimiento	350	11.520	4.032	3.500	1.902	7.668.864	0,05

PRODUCCIÓN EN DÍA PROMEDIO

Producción	Producción	Beneficio
€/año	kWh/día	€/día
383.443	21.011	1.051

ARREGLO BLOQUE DE POTENCIA UNITARIO

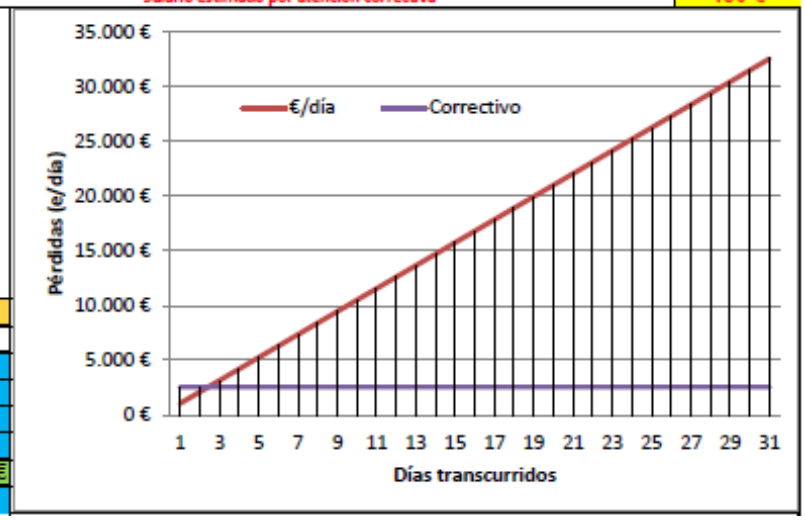
N. paneles x string	Unidades	30
N string x seguidor	Unidades	24
N. paneles x seguidor	Unidades	720
N. seguidores en avería	Unidades	1
N. Inversores Disponibles	Unidades	55

COSTES BASE DE O&M

Salario €/h de técnico especialista			15 €
Número de técnicos requeridos para atender acción correctiva			3
Coste por desplazamiento a central sitio (técnico especialista)			0
Coste Total por desplazamiento de técnicos al área de trabajo €/día			5 €
(HH) por técnico para ejecución de correctivo	*min*	180	3
(HH) por desplazamiento a lugar de avería	*min*	20	0,33
Salario estimado por atención correctiva			150 €

BALANCE TÉCNICO

N. paneles disponibles	645.120	pza
Pot pico disponible	225.792	kWp
Producción anual	429.456.384	kWh/año
Beneficio anual	21.472.819	€/año
Producción diaria	1.176.593	kWh/día
Beneficio diario	58.830	€/día
Pérdidas En diarias	21.011	kWh/día
Pérdidas Ec diarias	1.051	€/día
Días estimados	2,427	días
Semanas Estimadas	0,35	semanas
Horas estimadas	58	horas



BALANCE DE COSTES POR ATENCIÓN CORRECTIVA

Equipo a reemplazar	Garantía	Averiado	N. pieza	Coste (€)
Bancada completa	NO	NO	0	0
Cambio IGBT´s	NO	SI	1	1500
Hardware	NO	SI	1	750
Software	NO	SI	1	150
Otros		(especificar)		0,00 €
Coste total de actuación				2.550 €

Imagen 24. Sección 3 de Herramienta de análisis, Inversor (Escenario 3)

9. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación, se describen brevemente los escenarios seleccionados y se justifica la elección de las variables con las que se acotaron los mismos, cabe mencionar que estos escenarios pueden adecuarse fácilmente a la incidencia que se requiera en tal momento.

De igual forma, los costes asignados al salario €/h asignado se asignó suponiendo que la central solar cuenta con una plantilla de O&M disponible durante la jornada operativa los 365 días del año, dicho salario 15 €/h es el equivalente a 349,2 $/h (pesos/hora), muy superior al salario mínimo diario actual en la república mexicana, equivalente a 3,8 €/día [2].

Por tanto, en los costes base de O&M se define por el usuario la fracción de tiempo que se requiere en mano de obra para llevar a cabo la acción correctiva, esto en base al salario (€/h), a este se aplica también un concepto por desplazamiento, el tiempo que se emplea para realizar la movilización del personal hasta el sitio de la avería, este concepto se consideró ya que en base a la experiencia del equipo de "*comissioning"* de la compañía Iberdrola, el hecho de contar con más de 700 hectáreas de superficie, influye negativamente en las actividades correctivas de los mantenedores.

El coste del pool eléctrico se proporcionó por la compañía Iberdrola, la cual lleva la trazabilidad y monitoreo mediante de la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

9.1. Panel Solar fotovoltaíco

- **Escenario 1**. Se optó por indicar la indisponibilidad de un panel solar con la finalidad de demostrar la relevancia que tiene el factor energético, es decir la cantidad de energía eléctrica generada por el equipo que presenta la avería vs el coste de este.

  Así mismo observamos que la potencia pico de un panel (en condiciones más optimas) es de 350 Wp, suponiendo que este se encuentre en garantía y por tanto no se aplique el coste unitario, solo consideramos los gastos que representa realizar la reparación y traslado a punto de avería por la plantilla de O&M.

BALANCE TÉCNICO		
N. paneles disponibles	11.519	pzs
Pot pico disponible	4.032	kWp
Producción anual	7.668.198	kWh/año
Ingreso anual	383.410	€/año
Producción diaria	21.009	kWh/día
Ingreso diario	1.050	€/día
Pérdidas En diarias	2	kWh
Pérdidas Ec diarias	0,09	€/día
Días estimados	263	días

Tabla 25. Balance técnico escenario 1, Panel SF

En la tabla 25, podemos ver de forma clara la cantidad de energía que se produce por el bloque de potencia al indicar 1 panel indisponible.

Pérdida económica diaria por 1 panel fuera.

Días de fuera de operación del panel que se requieren para acumular una pérdida económica igual al monto que se requiere para atender la avería.

En este caso, podemos confirmar de inicio la relevancia que tiene un equipo en la central solar, esta vendrá dictaminada por el beneficio económico que se obtenga gracias a su disponibilidad, o en caso contrario, el impacto técnico y económico real de realizar una acción correctiva fuera de programación, ¿Es realmente crítica la falla?

- Escenario 2. En este otro caso, se simuló la falla de 30 paneles solares en condiciones ideales (350 Wp), de igual modo no se considera el coste de los mismos asumiendo que se encuentran dentro de garantía, sin embargo, se asignó un coste de 240 € por realizar la reparación, esto por concepto de 2 técnicos con 4 horas hombre empleadas por cada uno de ellos.

BALANCE TÉCNICO		
N. paneles disponibles	11.490	pzs
Pot pico disponible	4.022	kWp
Producción anual	7.648.893	kWh/año
Ingreso anual	382.445	€/año
Producción diaria	20.956	kWh/día
Ingreso diario	1.048	€/día
Pérdidas En diarias	55	kWh
Pérdidas Ec diarias	2,74	€/día
Días estimados	88	días

Tabla 26. Balance técnico escenario 2, Panel SF

Ahora en la Tabla 26, observamos que la pérdida energética es mayor, por lo que tendrán que transcurrir cerca de 3 meses (88 días) para que el monto por dejar de producir la energía eléctrica que depende de esos paneles, iguale a la cantidad necesaria para realizar la reparación.

Grafica 3. Igualación de pérdidas vs correctivo

En la gráfica 3, se aprecia visualmente el tiempo que con el que se dispone antes de que la evolución de la perdida energética, traducida a términos económicos, iguale el monto requerido para llevar a cabo la acción correctiva. Este gráfico, el tiempo se representó en semanas (12,5), mostrando el punto de corte donde al llegar a los 88 días, se inicia el periodo de pérdidas criticas (energéticas + correctivo).

- Escenario 3. En este otro caso, igual que el caso anterior se simuló la falla de 30 paneles con las condiciones similares en cuanto a conceptos de coste de horas hombre y garantías, con la diferencia que se optó por emplear la hoja de cálculo “dinámica” en la cual definimos una temporada de alta radiación (01/06/2018) con la finalidad de visualizar la influencia de la temporada del año en la cuantificación de pérdidas energéticas.

BALANCE TÉCNICO		
N. paneles disponibles	11.490	pzs
Pot pico disponible	4.022	kWp
Producción anual	8.856.544	kWh/año
Ingreso anual	442.827	€/año
Producción diaria	24.265	kWh/día
Ingreso diario	1.213	€/día
Pérdidas En diarias	63	kWh
Pérdidas Ec diarias	3	€/día
Días estimados	76	días

Tabla 27. Balance técnico escenario 3, Panel SF

En este caso, se empleó la tabla dinámica en donde se emplea un método matemático basado en geometría solar como se expuso en el capítulo anterior, con la finalidad de estimar los niveles de radiación en función del mes, día y localización geográfica.

A raíz de esto observamos que las pérdidas energéticas se incrementan.

Como consecuencia, se acota el tiempo de atención mínimo permitido para el administrador de la central de 88 a 76 días.

9.2. Sistema de seguimiento

En el caso del sistema de seguimiento, se involucra un mayor número de costes, esto debido a que dicho sistema se compone por subsistemas o partes elementales, que de acuerdo al manual de O&M presentan susceptibilidades en mayor o menor grado para presentar una avería, de igual forma el alcance de las garantías se limita en función de dichas partes, así como los periodos y tipos de mantenimiento.

- Escenario 1. En el primer escenario, se optó por representar una indisponibilidad del inclinómetro y el cuadro eléctrico del sistema se seguimiento, se indica que se requieren de al menos 3 técnicos para llevar a cabo el correctivo y el coste equivalente a 3 horas hombre (HH) por cada uno de ellos, así como el coste que representan 30 min para desplazarse hasta el punto de avería (localizado al centro del campo solar). En este caso no se seleccionó una garantía activa, por lo que se considera el coste unitario de los equipos en avería.

BALANCE TÉCNICO		
N. paneles disponibles	10800	pzs
Pot pico disponible	3780	kWp
Ingreso anual	7189560	kWh/año
Beneficio anual	359478	€/año
Producción diaria	19697,42	kWh/dia
Beneficio diario	984,87	€/día
Pérdidas En diarias	1313,16	kWh/dia
Pérdidas (€) diarias	65,66	€/día
Días estimados	9,25	dias
Semanas Estimadas	1,32	semanas

Tabla 28. Balance técnico escenario 1, Seguidor

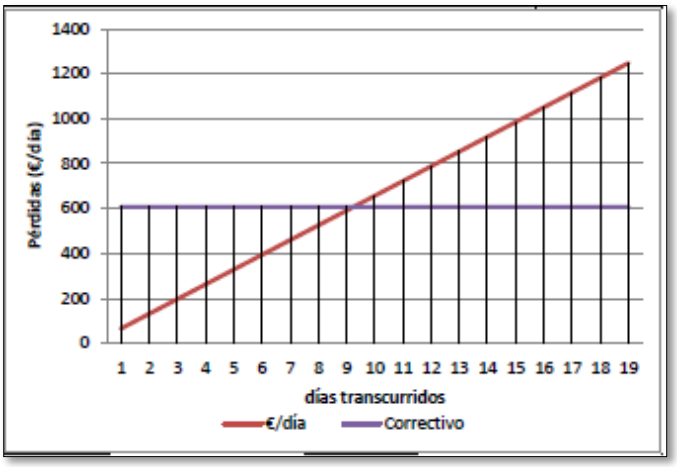
En este caso observamos unas pérdidas energéticas de 1313,16 kWh/día (65, 5 €/día), por lo tanto, se estima que podrían transcurrir hasta 9,25 días para conseguir igualar el monto en pérdidas económicas por indisponibilidad del sistema de seguimiento con el monto que re requiere para llevar a cabo la acción correctiva.

Es importante dejar en claro que a pesar de que las averías se presentan en 2 subsistemas o partes del seguidor, estas ocasionan la indisponibilidad total del mismo, la variable en este sistema, es el coste de cada parte la cual varía significativamente.

En la tabla 29, se realiza el desglose de los costes de cada una de las partes en falla en el cual modelamos el escenario solicitado, podemos ver que, al monto total, se le asigna un incremento debido al concepto de (*HH)*, el tiempo invertido en la reparación y movilización del personal de la central solar.

BALANCE DE COSTES POR ATENCIÓN CORRECTIVA				
Equipo a reemplazar	Garantía	Averiado	N. piezas	Coste (€)
Sistema de seguimiento	NO	NO	0	0
Motorreductor	NO	NO	1	0
Inclinómetro	NO	SI	1	300
Cuadro eléctrico	NO	SI	1	150
Otros _____ (especificar)				0,00 €
Coste total de actuación				608 €

Tabla 29. Balance de costes escenario 1, Seguidor



Grafica 4. Igualación de pérdidas vs correctivo-Seguidor

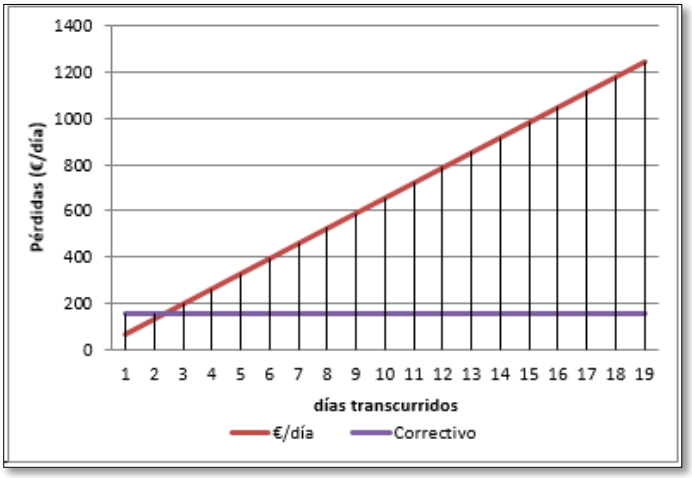
En la gráfica 4, observa claramente el tiempo permitido por el gestor de la central solar para poder realizar una acción correctiva, con esto queremos decir antes de llegar a la intersección en donde se iguala el coste por perdidas debido a la indisponibilidad vs el coste que implica la actividad correctiva.

- Escenario 2. En este caso, se optó por representar una indisponibilidad del sistema se seguimiento, los costes por concepto de mano de obra debido al tiempo invertido son similares al escenario anterior, sin embargo, en este caso la principal diferencia es que el sistema se encuentra dentro del periodo de garantía, por tanto, el coste por correctivo solo involucrará a las actividades de reparación, no se considera el coste de la bancada completa.

BALANCE TÉCNICO		
N. paneles disponibles	10800	pzs
Pot pico disponible	3780	kWp
Ingreso anual	7189560	kWh/año
Beneficio anual	359478	€/año
Producción diaria	19697,42	kWh/día
Beneficio diario	984,87	€/día
Pérdidas En diarias	1313,16	kWh/día
Pérdidas (!) diarias	65,66	€/día
Días estimados	2,40	días
Semanas Estimadas	0,34	semanas

Tabla 30. Balance técnico escenario 2, Seguidor

En nuestro balance técnico observamos que las perdidas energéticas y económicas son similares al escenario 1 ya que se inhabilitó por completo un seguidor solar, como lo vimos en el capítulo 4 de él dependen 720 paneles solares, sin embargo, la diferencia en este caso contamos con tan solo 2,40 días para llevar a cabo el correctivo, esto se debe a que no existe un costo unitario por el equipo al encontrarse en garantía.



Grafica 5. Igualación de pérdidas vs correctivo-Seguidor, escenario 2.

Nuevamente en esta gráfica donde se representa el comportamiento de la escenario 2, podemos observar la inmediata necesidad que tiene el administrador de la central para programar el mantenimiento correctivo, bastan solo 2 días para llegar a igualar el monto económico en por pérdidas energéticas al monto total por actuación, a pesar de esto podemos apreciar la relevancia de ciertos equipos en la central y el papel que juegan las garantías en los alcances contractuales a la hora del diseño de la central.

- Escenario 3. En este caso, se simularon exactamente las mismas condiciones del escenario 2 con la única diferencia de considerar el coste total del sistema de seguimiento, con lo cual alteramos significativamente el periodo de actuación permisible para el mantenedor.

BALANCE DE COSTES POR ATENCIÓN CORRECTIVA				
Equipo a reemplazar	Garantía	Averiado	N. piezas	Coste (€)
Sistema de seguimiento	NO	SI	1	4500
Motorreductor	NO	NO	0	0
Inclinómetro	NO	NO	0	0
Cuadro eléctrico	NO	NO	0	0
Otros _____ (especificar)				0,00 €
Coste total de actuación				4.658 €

Tabla 31. Balance de costes escenario 3, Seguidor

9.3. Junction Box (Caja de conexiones)

En una planta fotovoltaica el objetivo principal es generar energía eléctrica a gran escala. Debido a que la potencia pico de los módulos fotovoltaicos es pequeña, es necesario realizar sucesivas agrupaciones serie-paralelo de gran cantidad de módulos, para alcanzar los niveles requeridos de tensión e intensidad de entrada al inversor.

Dichas agrupaciones serie-paralelo de módulos (strings) prácticamente es el cableado que existe en el interior del campo solar en función del tamaño de la planta, se realizan agrupaciones de strings en cajas de conexión,

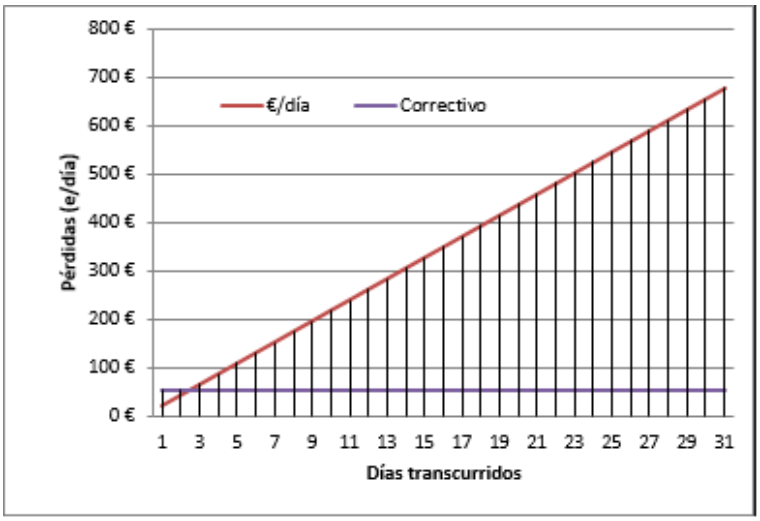
En los siguientes escenarios, se desarrollan tres casos de indisponibilidad por parte de la caja de conexiones, como se indicó en el apartado 4, de acuerdo a la configuración del bloque de potencia, cada seguidor solar tiene la capacidad de soportar 720 paneles, mediante la creación de strings una JB tiene la capacidad de acometer 240 paneles es por eso de la relevancia que tienen en la central solar.

- Escenario 1. En este caso, representando el caso de ingreso de humedad a la caja de conexiones, se indica la indisponibilidad total de una JB, en la sección de costes base se indica un tiempo requerido para la reparación de 90 min y 20 min por movilidad hasta el sitio, sugiriendo la intervención de 2 técnicos para la maniobra. Debido a que se selecciona al equipo con garantía vigente, no se activa el monto por coste del equipo (JB).

BALANCE DE COSTES POR ATENCIÓN CORRECTIVA				
Equipo a reemplazar	Garantía	Averiado	N. piezas	Coste (€)
Coste total JB	SI	SI	1	0
Cambio de fusible	SI	NO	1	0
Otros _____	SI	NO	1	0
Otros _____	SI	NO	1	0
Otros _____ (especificar)				0,00 €
Coste total de actuación				55 €

Tabla 32. Balance de costes escenario 1, JB

Ahora en la gráfica 6, observamos que debido al elevado número de paneles que dependen de la JB y el hecho de no asignar un coste el cual represente un monto significativo que se tenga que igualar, la acción de ordenar una intervención y rehabilitar la JB, no deberá exceder los 2,5 días.



Grafica 6. Igualación de pérdidas vs correctivo-JB, escenario 1.

- Escenario 2. En este caso, realizamos un modela estableciendo exactamente las mismas consideraciones tomadas para el escenario 1, con la única diferencia en que esta vez lo modelaremos en un estado "dinámico", simulando una temporada de baja radiación (31/12/20XX) con la finalidad de visualizar la influencia de la temporada del año en el impacto energético.

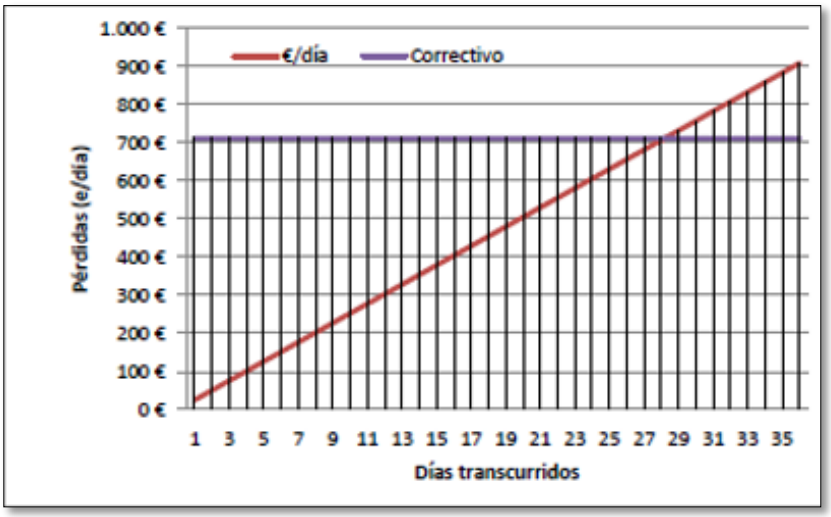
BALANCE TÉCNICO		
N. paneles disponibles	11.280	pza
Pot pico disponible	3.948	kWp
Producción anual	6.596.258	kWh/año
Beneficio anual	329.813	€/año
Producción diaria	18.072	kWh/día
Beneficio diario	904	€/día
Pérdidas En diarias	385	kWh/día
Pérdidas Ec diarias	19	€/día
Días estimados	2,86	días
Semanas Estimadas	0,41	semanas
Horas estimadas	68,66	horas

Tabla 33. Balance técnico escenario 2, JB

En la tabla 33, se observa el impacto energético para la misma falla con las mismas condiciones ocurrida en un 31 de diciembre, como se observa en comparación de este resultado "dinámico" vs la simulación anterior "ideal" en este caso tendríamos 2,86 días (68,6 horas) 8 horas más de tiempo previo a ejecutar una acción correctiva o en su caso iniciar con las pérdidas económicas críticas de la central.

Punto por arriba de la intersección entre coste de correctivo vs monto por perdida energética diaria acumulada.

- Escenario 3. En el siguiente gráfico (7) se muestran los resultados al tomar las condiciones previstas en el escenario 2, sin embargo, ahora la diferencia es el no contar con la garantía de la caja de conexiones y por tanto considerar el coste del equipo, arrojando los siguientes resultados



Grafica 7. Igualación de pérdidas vs correctivo-JB, escenario 3.

BALANCE DE COSTES POR ATENCIÓN CORRECTIVA				
Equipo a reemplazar	Garantía	Averiado	N. piezas	Coste (€)
Coste total JB	NO	SI	1	657
Cambio de fusible	NO	NO	1	0
Otros	NO	NO	1	0
Otros	NO	NO	1	0
Otros (especificar)				0,00 €
Coste total de actuación				712 €

Tabla 34. Balance de costes escenario 3, JB

En estos resultados, el hecho de no contar con la garantía del equipo (junction box) representa un gasto no considerado para el propietario de la central, sin embargo, este tendría la ventaja técnica de poder programar el correctivo, la logística y todos aquellos costes que derivan, en un plazo de hasta 28 días, cuando considere el momento conveniente.

9.4. Inversor (Bloque de potencia)

El inversor o convertidor CC-CA tiene objetivo principal transformar la corriente continua en corriente alterna. En el caso de la Central Solar Fotovoltaica de Santiago, S.L.P México, se emplean Inversores autoconmutados ya que están basados en el uso de dispositivos de conmutación que controlan libremente los estados de conducción y no conducción de los transistores.

Debido a que se tratan de equipos fundamentalmente electrónicos, existe una gran cantidad de fallos que pueden afectar al correcto funcionamiento de los inversores, sin embargo, no todos suponen una pérdida de producción. Entre los cuales se han definido dos fallos principales que podrían ocasionar una pérdida de producción por parte del bloque de potencia: (Fallo en los IGBTs, salto de elementos de protección) en este caso solo simularemos el fallo por IGBTs variando: Garantía, época del año y coste por ejecución de correctivo.

- Escenario 1 En este caso, realizamos un modelo estableciendo falla del inversor por avería en el IGBT y en la tarjeta de comunicación, donde esta última a pesar de no perjudicar en la producción, es esencial para la operación de la central y usualmente no se encuentra dentro del alcance las garantías, por tanto, los costes de ambos se considerarán para el análisis. De igual modo se establece la necesidad de emplear 2 técnicos para los cuales se les asignará 3 horas hombre para llevar a cabo dicha acción correctiva, así como 20 min por desplazamiento hasta el sitio de la falla.

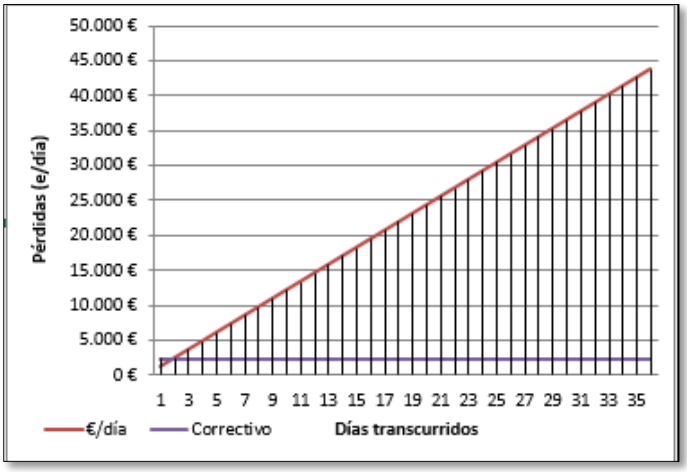
  En este caso supondremos un estado “dinámico” en donde se supone la avería en una época de alta radiación (01/06/2018).

BALANCE TÉCNICO		
N. paneles disponibles	645.120	pza
Pot pico disponible	225.792	kWp
Producción anual	497.261.416	kWh/año
Beneficio anual	24.863.071	€/año
Producción diaria	1.362.360	kWh/día
Beneficio diario	68.118	€/día
Pérdidas En diarias	24.328	kWh/día
Pérdidas Ec diarias	1.216	€/día
Días estimados	1,932	días
Semanas Estimadas	0,28	semanas
Horas estimadas	46	horas

Tabla 35. Balance técnico escenario 1, Inversor

En el balance de resultados (Tabla 35) observamos que por bloque de potencia fuera, se tiene una pérdida económica de 1216 €/día, recordemos que la central cuenta con un total de 56 Bloques de potencia, sin embargo, es una pérdida significativa y a pesar de que los costes por correctivo son equivalentes a 2350 €, esto es debido a no contar con garantía en dichos elementos, situación inusual en este tipo de centrales.

Por tanto, el propietario de la central cuenta con un tiempo límite de 46 horas para la resolución del correctivo.



Grafica 8. Igualación de pérdidas vs correctivo-BP, escenario 1.

En la gráfica 8, se detecta fácilmente que el tiempo disponible por el propietario para realizar las preparaciones de logística y acciones correctivas es muy acotado, se observa como en el día 1,5 logra igualar el coste del correctivo con la pérdida económica que representa la indisponibilidad del bloque de potencia.

Este resultado ayuda en gran medida a definir el alcance contractual con proveedores en temas de garantías o en su defecto la relevancia de las partes de repuesto.

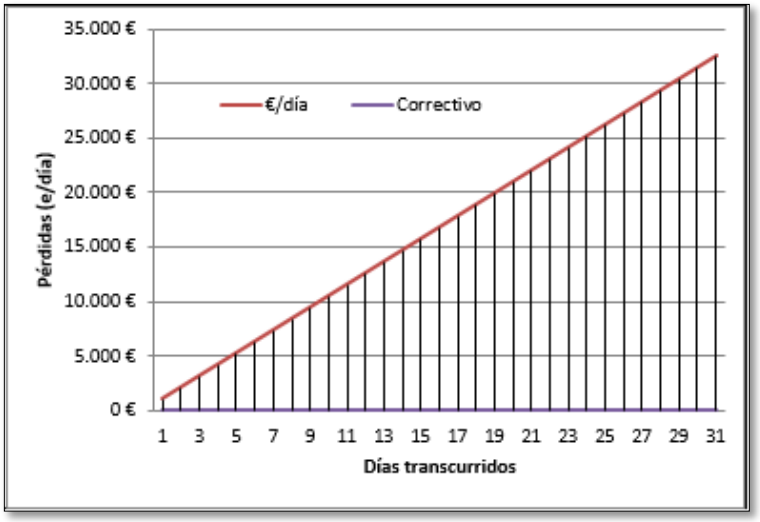
- Escenario 2, En este escenario empleamos las mismas condiciones que en el escenario 1, con la diferencia de considerar los equipos con garantía, es decir que el único coste a realizar para habilitar nuevamente el bloque de potencia es el que se debe a gastos por pago en mano de obra (horas hombre invertidas), así mismo se considera nuevamente una temporada de alta radiación con la fecha de verano establecida en el escenario anterior.

BALANCE TÉCNICO		
N. paneles disponibles	645.120	pza
Pot pico disponible	225.792	kWp
Producción anual	429.456.384	kWh/año
Beneficio anual	21.472.819	€/año
Producción diaria	1.176.593	kWh/día
Beneficio diario	58.830	€/día
Pérdidas En diarias	21.011	kWh/día
Pérdidas Ec diarias	1.051	€/día
Días estimados	0,095	días
Semanas Estimadas	0,01	semanas
Horas estimadas	2	horas

Tabla 36. Balance técnico escenario 2, Inversor

En el balance de resultados del escenario 2 (Tabla 36) observamos que, al no contar con gastos unitarios por el concepto de los equipos en avería, el único coste es el pago requerido a la actividad de mantenimiento correctivo.

Por tanto, el propietario de la central cuenta con un tiempo límite de 2 horas para la resolución del correctivo.



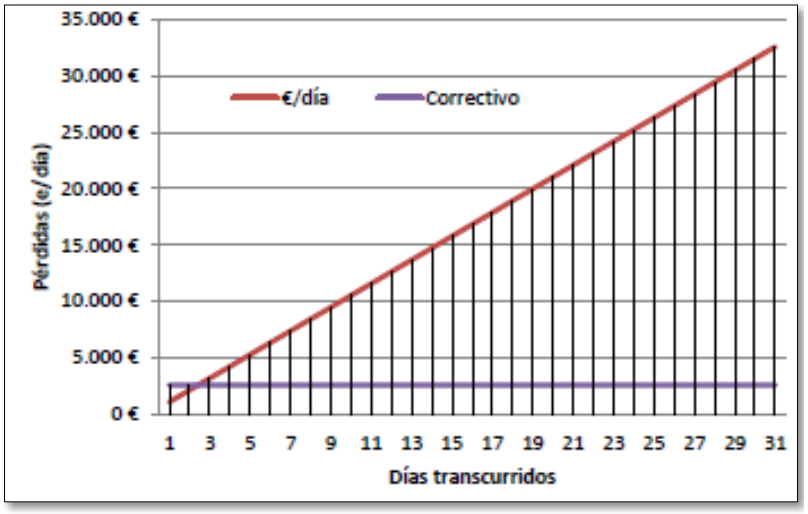
Grafica 9. Igualación de pérdidas vs correctivo-BP, escenario 2.

En la gráfica 9, debido a la escala en "días" aparentemente la pérdida energética y económica de la central es instantánea, sin embargo, acá podemos apreciar que al contar con el repuesto en stock y a su vez no representar estos un gasto al propietario por contar con garantía, todo dependerá del equipo de O&M y de la rapidez de atender el correctivo como prioritario.

- Escenario 3, En este escenario simulamos las condiciones de lo que podría ser un mantenimiento mayor, cuya acción comprendería el dejar fuera el bloque de potencia, sustituir sus tres elementos principales (IGBTs, Hardware, Software) y donde comúnmente se encontrarían fuera del tiempo que comprende una garantía, por lo tanto se considerarían dichos costos unitarios así como 3 técnicos especialistas y 3 horas para cada uno de ellos para realizar dicha acción (esto en el mejor de los escenarios). En esta ocasión no se optó por las condiciones de radiación altas ya que razonablemente dicha actividad se llevaría a cabo en la temporada con menor recurso solar:

BALANCE DE COSTES POR ATENCIÓN CORRECTIVA				
Equipo a reemplazar	Garantía	Averiado	N. piezas	Coste (€)
Bancada completa	NO	NO	0	0
Cambio IGBT´s	NO	SI	1	1500
Hardware	NO	SI	1	750
Software	NO	SI	1	150
Otros		(especificar)		0,00 €
Coste total de actuación				2.550 €

Tabla 37. Balance de costes escenario 3, Inversor



Grafica 10. Igualación de pérdidas vs correctivo-BP, escenario 3.

En los resultados del escenario3, ejemplificados en la gráfica 10, podemos apreciar algo verdaderamente relevante para una actividad común por afrontar para cualquier central de generación, el "mantenimiento mayor "donde invariablemente se deja de producir y se ocasionan perdidas económicas "previstas" sin embargo en la gráfica se observa cual sería el "tiempo ideal de duración" de dicha actividad, en este caso 2,4 días como máximo.

10. CONCLUSIONES

A lo largo del desarrollo de este proyecto se sirvió en gran medida del personal que participa activamente en la planeación, ejecución y mantenimiento de Centrales Solares Fotovoltaicas de Gran potencia, como se citó en un principio la compañía Iberdrola tiene una participación sumamente relevante en el mercado eléctrico mexicano y a pesar de ser todo ello, la O&M de este tipo de centrales es aún el área de oportunidad de la compañía.

La dificultad que ha representado el operar y mantener dichas centrales ha sido factor para asignar esta responsabilidad a terceros, sin embargo, de igual modo existe gran incertidumbre en la etapa de diseño de los alcances contractuales, ya sea por conceptos de garantías, gastos en mantenimientos preventivos, correctivos o la necesidad de mantener personal dentro de la central.

Mediante análisis como los desarrollados en este proyecto, se ha conseguido una herramienta de cálculo que tiene tal potencia y flexibilidad de uso para poder respaldar las decisiones del gestor de la planta, cuyo objetivo principal será preservar el beneficio económico de la compañía.

Los resultados aquí expuestos resultan de gran relevancia para entender de las verdaderas bondades de este tipo de centrales, dichas ventajas se podrán emplear o presentar siempre en un sentido bidireccional, como prejuicio o beneficio:

Factor Tiempo: Mediante el análisis de un bloque de potencia, resulta asequible comprender que el proceso productivo de energía eléctrica mediante centrales solares fotovoltaicas es un modelo de configuración masivo, el coste de la energía eléctrica y la cantidad de paneles solares que se requieren para producir el equivalente a su coste es sumamente alto, mediante los diferentes escenarios desarrollados se concretó que el mantenedor contará en la gran mayoría de los casos con el tiempo suficiente para ejercer la acción correctiva, adecuándola al programa de trabajo, disponibilidad del recurso, temporada del año que le brinde el mayor beneficio económico o en su defecto el menor impacto energético, el coste que representa la mano de obra o las partes de repuesto en comparación con el beneficio por producción, brinda una holgura que tendrá que emplear estratégicamente el gestor de la central.

Recurso humano: En este punto, se brindó una nueva visión de la gestión de las centrales solares, es evidente que la mayor desventaja de las grandes compañías comercializadoras de energía eléctrica es no ser el mantenedor de sus centrales, asignando comúnmente a terceros que cubran dicha responsabilidad. Mediante estos resultados, pudimos confirmar la poca rentabilidad de contar con una plantilla fija de personal en las centrales solares fotovoltaicas, esquema propuesto recientemente en la filosofía de operación de la CSF Santiago, mediante este análisis pudimos detectar que una avería o indisponibilidad en su mayoría no requieren esencialmente de atención inmediata, el hecho de contar con operarios en jornadas fijas durante las horas de operación de la central, resulta negativo para este tipo de centrales dado el principio de operación/generación (masivo).

Alcance contractual: Durante las simulaciones de escenarios, se percató de la importancia que juega el contar con garantías en equipos con gran relevancia técnica, aquellos de los cuales dependen en forma exponencial una cantidad relevante de paneles y en la mayoría de las situaciones el coste de estos accesorios no es equivalente a la perdida energética que puede representar, sin embargo resulta importante para el gestor de la central el contar con la disponibilidad de ciertos accesorios como puede ser el inclinómetro de un sistema de seguimiento, la calidad de una caja de conexiones, como la disponibilidad de IGBT´s.

Resulta de gran ayuda para los diseñadores en la etapa de planeación, el poder delimitar las garantías necesarias y algunas otras que pueden no ser verdaderamente prioritarias y aun así recomendadas por el contratista mantenedor.

11. BIBLIOGRAFÍA

[1] CEMDA. 2017. Marco jurídico de las energías renovables en México.
Centro Mexicano de Derecho Ambiental, A.C. México.

[2] Inventario Nacional de Energía de México, 2016.

[3] Secretaría de Energía. *Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables.* Diario Oficial de la Federación. Publicado el 28 de abril de 2014. http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5342501&fecha=28/04/2014.

[4] IPCC, "Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático", en *Informe Especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático*, 2011, p. 20. https://www.ipcc.ch/pdf/specialreports/srren/srren_report_es.pdf.

Secretaría de Energía, Balance Nacional de Energía 2014, México, 2015, p. 23.

[5] Steiner, Faye, Regulación, estructura industrial y desempeño en la industria eléctrica, OCDE, 2000, traducción de la Comisión Federal de Competencia, 2002, México, p. 6, http://www.oecd.org/eco/reform/2731995.pdf.

[6] Secretaría de Energía, *Acuerdo por el que se expide la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, como parte integrante del Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-218,* publicado en el DOF el 19 de diciembre de 2014.
http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5376676&fecha=19/12/2014.

[7] PWC, *Reforma energética de México Implicaciones y oportunidades en el sistema eléctrico nacional,* 2014, p.11, Disponible en: http://www.pwc.com/mx/es/industrias/archivo/2014-01-implicaciones-reforma-energetica.pdf.

[8] Iberdola España S.A.U. Renovables, Gerencia Técnica de Explotación Internacional, David Egido Viciana, Francisco José López, O&M.

[9] Prontuario Solar de México, Adalberto Tejeda Martínez Gabriel Gómez-Azpeitia, Universidad de Colima 2015 ISBN: 978-607-8356-45-4.

12. ANEXOS.

Anexo I. Diagramas Unifilares CSF Santiago [7].

Anexo II. Hojas de Datos de equipos [7].

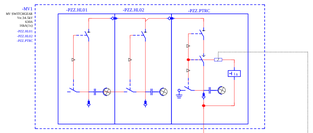
Anexo III. Catálogo de conceptos, Iberdrola.

Anexo IV. Manual de inserción de datos en PVsyst.

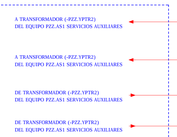
ANEXO I

DIAGRAMAS UNIFILARES, BLOQUE DE POTENCIA CSF SANTIAGO

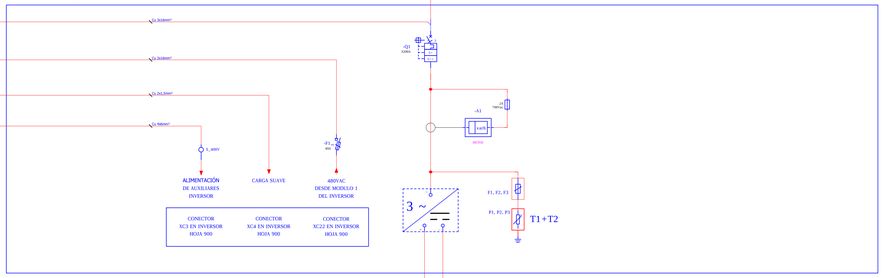
POWER STATION
HEC 1500VDC FS3000CH15



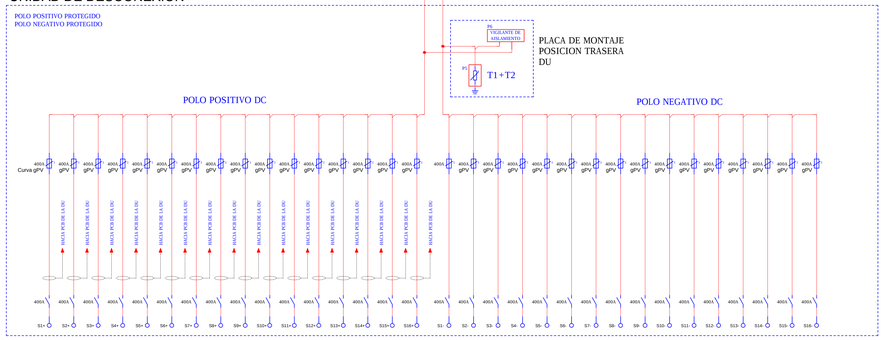
SERVICIOS AUXILIARES
PZZ.AS1



PZZ.ZINV INVERSOR SOLAR
3500KVA@25ºC; 690VAC



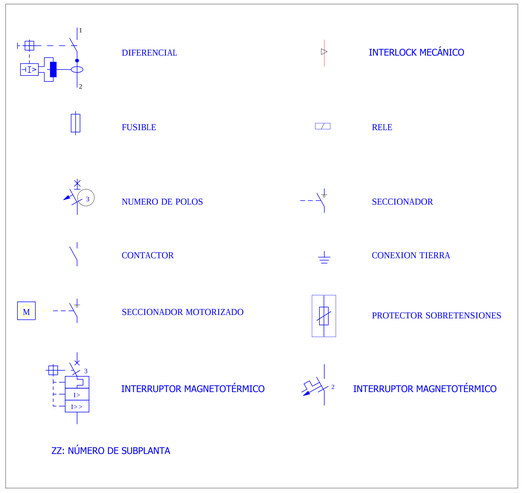
UNIDAD DE DESCONEXIÓN



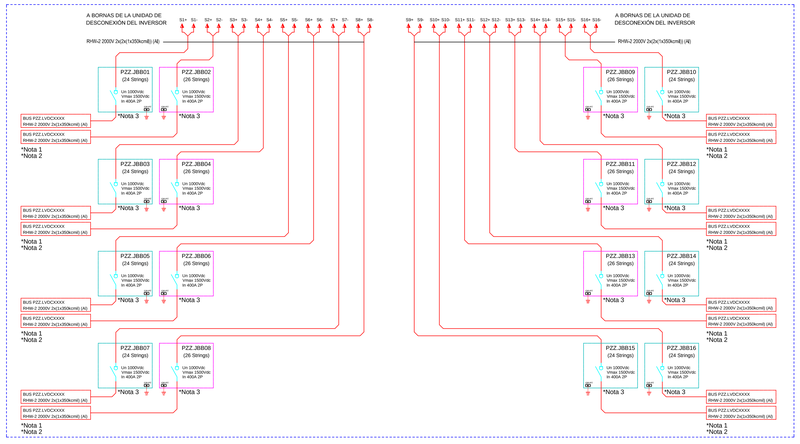
NOTAS:

Nota 1: Para ver Diagrama de conexionado de módulos ver plano: FVSANTI-PS-000-EP-DU-006 DIAGRAMA DE CONEXIONADO DE MODULOS
Nota 2: Para ver Diagrama de conexionado de grapas ver plano: FVSANTI-PS-000-EP-DU-005 DIAGRAMA DE CONEXIONADO DE GRAPAS
Nota 3: Para ver Diagrama de de cuadros de CC ver plano: FVSANTI-PS-000-EP-DU-004 DIAGRAMA DE CUADROS DE CC

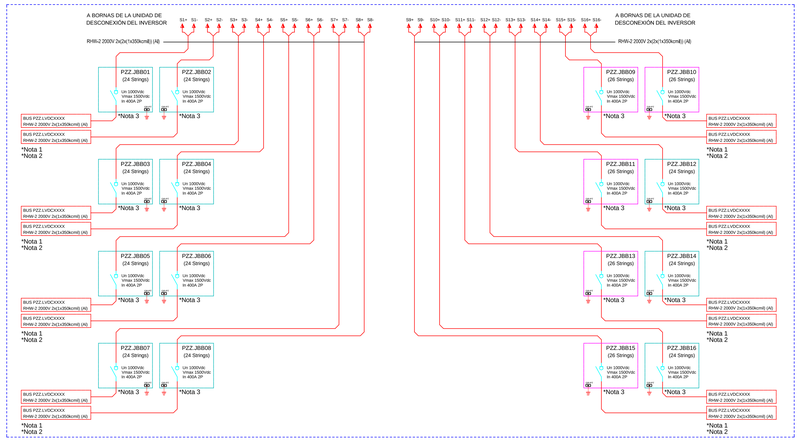
*NOTA GENERAL: La revisión que aplique será la ultima indicada como valida en el índice general de planos.



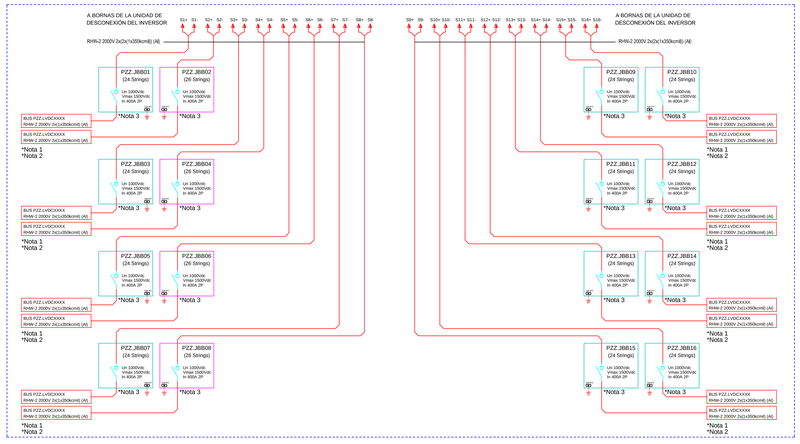
PARQUE FOTOVOLTÁICO
DISTRIBUCIÓN CUADROS SECCIONAMIENTO PZZ.JBBYY
CONFIGURACION 30x398



PARQUE FOTOVOLTÁICO
DISTRIBUCIÓN CUADROS SECCIONAMIENTO PZZ.JBBYY
CONFIGURACION 30x394



PARQUE FOTOVOLTÁICO
DISTRIBUCIÓN CUADROS SECCIONAMIENTO PZZ.JBBYY
CONFIGURACION 30x392



REV.	FECHA	DIBUJADO	PREPARADO	REVISADO	APROVADO	MOTIVO DE LA REVISION
1	19/04/2017	CARLOS D. GUERRERO	CARLOS D. GUERRERO	REBECA M. POZO	JUAN ANTONIO ALONSO	ACTUALIZACION PLANO DE REFERENCIA
0	28/02/2017	CARLOS D. GUERRERO	CARLOS D. GUERRERO	REBECA M. POZO	JUAN ANTONIO ALONSO	PARA INFORMACION

Contratista : IBERDROLA Ingeniería y Construcción

Autor:

ESCALA : S/E

Class: -

Tipo : -

Archivo : FVSANTI-PS-000-EP-DU-002 Rev01 Diagrama Unifilar General de BT.dwg

Nº : -

PRIMERA EDICION 28/02/2017

Cliente :

Dib.	Prep.	Rev.	Aprov.
Carlos D.Guerrero	Carlos D.Guerrero	Rebeca M. POZO	JUAN A. ALONSO

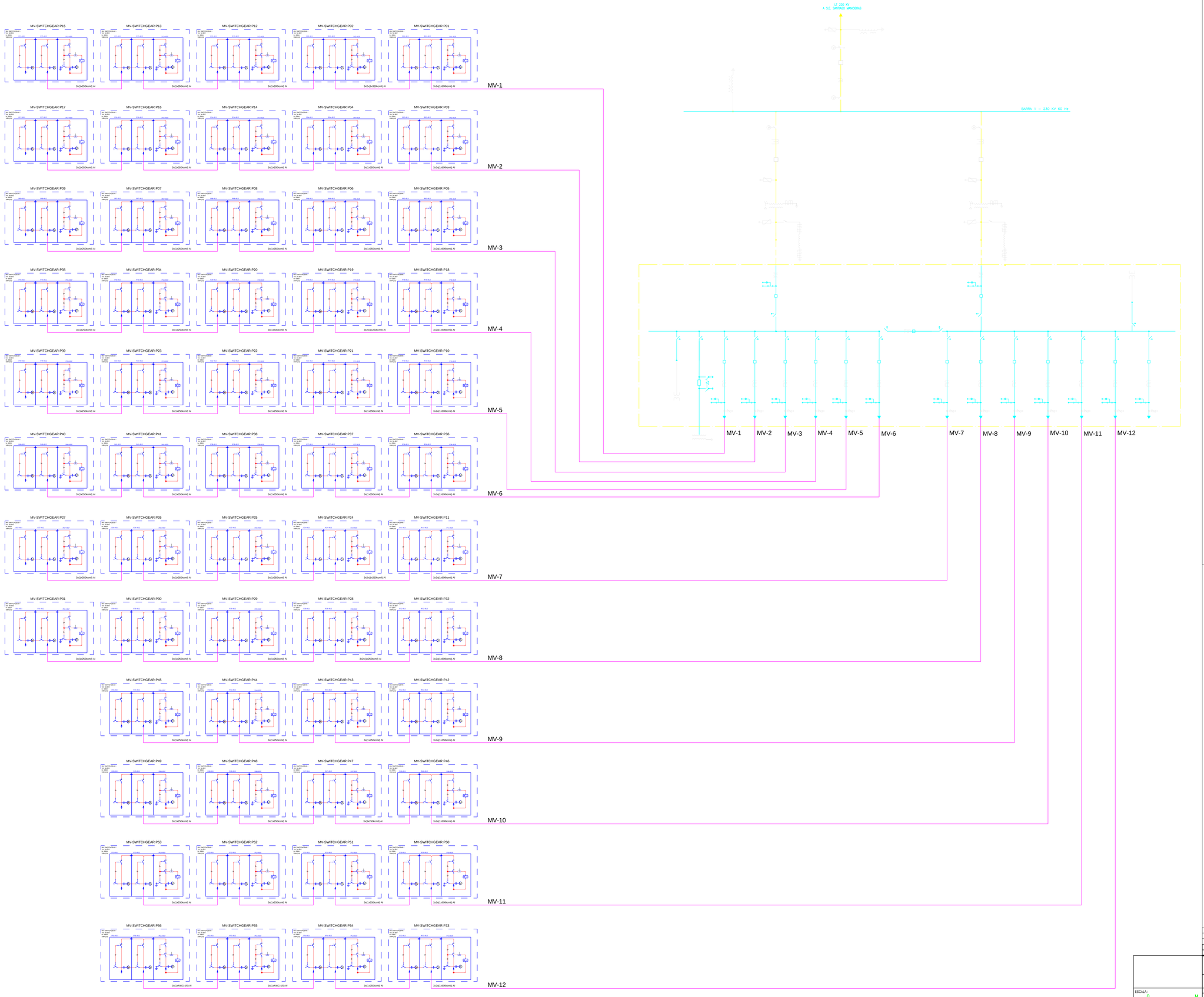
CFV SANTIAGO
IBERDROLA RENOVABLES CENTRO
MEXICO
Diagrama Unifilar General de BT

FVSANTI-PS-000-EP-DU-002

Rev : 1

Sustituye a : -

Hoja: 01 Sig: - Formato: A0



CIRCUITO MT	DESDE - HASTA	Nº CABLES/FASE	SECION/POLO	LONGITUD
MV-1	P01.HL02-ST	2 Circuits	500 kcmil	258.20
	P02.HL02-P01.HL01	2 Circuits	350 kcmil	270.15
	P12.HL02-P02.HL01	1 Circuit	500 kcmil	522.76
	P13.HL02-P12.HL01	1 Circuit	350 kcmil	270.79
	P15.HL02-P13.HL01	1 Circuit	250 kcmil	614.38
CIRCUITO MT	DESDE - HASTA	Nº CABLES/FASE	SECION/POLO	LONGITUD
MV-2	P03.HL02-ST	2 Circuits	500 kcmil	644.05
	P04.HL02-P03.HL01	1 Circuit	350 kcmil	271.12
	P14.HL02-P04.HL01	1 Circuit	500 kcmil	1130.12
	P16.HL02-P14.HL01	1 Circuit	250 kcmil	579.95
	P17.HL02-P16.HL01	1 Circuit	250 kcmil	271.12
CIRCUITO MT	DESDE - HASTA	Nº CABLES/FASE	SECION/POLO	LONGITUD
MV-3	P05.HL02-ST	2 Circuits	500 kcmil	968.20
	P06.HL02-P05.HL01	1 Circuit	350 kcmil	271.12
	P08.HL02-P06.HL01	1 Circuit	350 kcmil	637.01
	P07.HL02-P08.HL01	1 Circuit	250 kcmil	271.12
	P09.HL02-P07.HL01	1 Circuit	250 kcmil	789.90
CIRCUITO MT	DESDE - HASTA	Nº CABLES/FASE	SECION/POLO	LONGITUD
MV-4	P18.HL02-ST	2 Circuits	500 kcmil	1981.26
	P19.HL02-P18.HL01	2 Circuit	250 kcmil	279.39
	P20.HL02-P19.HL01	1 Circuit	500 kcmil	270.15
	P34.HL02-P20.HL01	1 Circuit	250 kcmil	558.52
	P35.HL02-P34.HL01	1 Circuit	250 kcmil	271.12
CIRCUITO MT	DESDE - HASTA	Nº CABLES/FASE	SECION/POLO	LONGITUD
MV-5	P10.HL02-ST	2 Circuits	500 kcmil	2144.31
	P21.HL02-P10.HL01	1 Circuit	350 kcmil	630.49
	P22.HL02-P21.HL01	1 Circuit	250 kcmil	280.17
	P23.HL02-P22.HL01	1 Circuit	250 kcmil	271.12
	P39.HL02-P23.HL01	1 Circuit	250 kcmil	921.78
CIRCUITO MT	DESDE - HASTA	Nº CABLES/FASE	SECION/POLO	LONGITUD
MV-6	P36.HL02-ST	2 Circuits	500 kcmil	3079.94
	P37.HL02-P36.HL01	1 Circuit	350 kcmil	271.12
	P38.HL02-P37.HL01	1 Circuit	250 kcmil	271.12
	P41.HL02-P38.HL01	1 Circuit	250 kcmil	613.94
	P40.HL02-P41.HL01	1 Circuit	250 kcmil	270.52
CIRCUITO MT	DESDE - HASTA	Nº CABLES/FASE	SECION/POLO	LONGITUD
MV-7	P11.HL02-ST	2 Circuits	500 kcmil	2038.62
	P24.HL02-P11.HL01	2 Circuits	250 kcmil	473.82
	P25.HL02-P24.HL01	1 Circuit	250 kcmil	271.12
	P26.HL02-P25.HL01	1 Circuit	250 kcmil	280.17
	P27.HL02-P26.HL01	1 Circuit	250 kcmil	271.12
CIRCUITO MT	DESDE - HASTA	Nº CABLES/FASE	SECION/POLO	LONGITUD
MV-8	P32.HL02-ST	2 Circuits	500 kcmil	3134.91
	P28.HL02-P32.HL01	2 Circuits	250 kcmil	567.18
	P29.HL02-P28.HL01	1 Circuit	250 kcmil	271.12
	P30.HL02-P29.HL01	1 Circuit	250 kcmil	280.17
	P31.HL02-P30.HL01	1 Circuit	250 kcmil	271.12
CIRCUITO MT	DESDE - HASTA	Nº CABLES/FASE	SECION/POLO	LONGITUD
MV-9	P42.HL02-ST	2 Circuits	350 kcmil	3707.56
	P43.HL02-P42.HL01	1 Circuit	250 kcmil	271.12
	P44.HL02-P43.HL01	1 Circuit	250 kcmil	271.12
	P45.HL02-P44.HL01	1 Circuit	250 kcmil	271.12
CIRCUITO MT	DESDE - HASTA	Nº CABLES/FASE	SECION/POLO	LONGITUD
MV-10	P46.HL02-ST	2 Circuits	500 kcmil	4032.76
	P47.HL02-P46.HL01	1 Circuit	250 kcmil	281.37
	P48.HL02-P47.HL01	1 Circuit	250 kcmil	271.12
	P49.HL02-P48.HL01	1 Circuit	250 kcmil	271.12
CIRCUITO MT	DESDE - HASTA	Nº CABLES/FASE	SECION/POLO	LONGITUD
MV-11	P50.HL02-ST	2 Circuits	500 kcmil	4606.86
	P51.HL02-P50.HL01	1 Circuit	250 kcmil	271.12
	P52.HL02-P51.HL01	1 Circuit	250 kcmil	280.17
	P53.HL02-P52.HL01	1 Circuit	250 kcmil	271.12
CIRCUITO MT	DESDE - HASTA	Nº CABLES/FASE	SECION/POLO	LONGITUD
MV-12	P33.HL02-ST	2 Circuits	500 kcmil	3390.19
	P54.HL02-P33.HL01	1 Circuit	250 kcmil	1057.24
	P55.HL02-P54.HL01	1 Circuit	AWG 4/0	271.12
	P56.HL02-P55.HL01	1 Circuit	AWG 4/0	280.17

REV.	FECHA	Dibujado	Preparado	Revisado	Aprobado	MOTIVO, ESTADO DE LA REVISION
1	19/04/2017	CARLOS GUERRERO	CARLOS GUERRERO	RAMÓN DE POZO	JUAN A. NUÑEZ	ACTUALIZACION DE LONGITUDES
0	23/02/2017	CARLOS GUERRERO	CARLOS GUERRERO	RAMÓN DE POZO	JUAN A. NUÑEZ	ACTUALIZACION DE SECCIONES Y LONGITUDES
B	12/01/2017	CARLOS GUERRERO	CARLOS GUERRERO	RAMÓN DE POZO	JUAN A. NUÑEZ	ACTUALIZACION SEGUN COMENTARIOS
A	30/12/2016	CARLOS GUERRERO	CARLOS GUERRERO	RAMÓN DE POZO	JUAN A. NUÑEZ	PRIMERA EDICION

Contratista : IBERDROLA Ingeniería y Construcción

Autor : IBERDROLA Ingeniería y Construcción

Clasificación: -

Tipo : -

Fichero : FVSANTI-PS-000-EP-DU-001 Rev01 DIAGRAMA UNIFILAR MT.dwg

N° : -

ESCALA : 0 M

S/E

EMISIÓN INICIAL: 12/01/2017

Dibuj.	Prep.	Rev.	Aprob.
CARLOS GUERRERO	RAMÓN DE POZO	JUAN A. NUÑEZ	

Cliente :

CFV SANTIAGO

IBERDROLA RENOVABLES CENTRO

MEXICO

DIAGRAMA UNIFILAR MT

FVSANTI-PS-000-EP-DU-001

Rev : 1

Reemplaza : - Hoja - Siguen - Dim A0

ANEXO II

HOJAS DE DATOS DE EQUIPOS DE BLOQUE DE POTENCIA

HEC V1500

UTILITY SCALE SOLAR INVERTER

HEC V1500

TECHNICAL CHARACTERISTICS

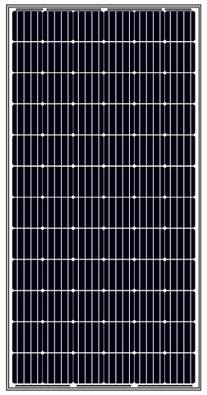
		690VAC - MPPt Window 976V-1310V				
		FRAME 3	FRAME 4	FRAME 5	FRAME 6	FRAME 7
NUMBER OF MODULES		3	4	5	6	7
REFERENCE		FS1275CH15	FS1700CH15	FS2125CH15	FS2550CH15	FS3000CH15
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C [1]	1275	1700	2125	2550	3000
	AC Output Power(kVA/kW) @25°C [1]	1530	2040	2550	3060	3500
	Max. AC Output Current (A) @25°C	1285	1710	2140	2570	3000
	Operating Grid Voltage (VAC)	690V ±10%				
	Operating Grid Frequency (Hz)	50Hz/60Hz				
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519				
	Power Factor (cosine phi) [2]	0.0 leading ... 0.0 lagging / Reactive Power injection at night				
	Power Curtailment (kVA)	0...100% / 0.1% Steps				
INPUT	MPPt @full power (VDC) [1]	976V - 1310V				
	Maximum DC voltage	1500V				
	Max. DC continuous current (A)	1600	2140	2675	3210	3745
	Max. DC short circuit current (A)	2320	3100	3880	4650	5450
EFFICIENCY & AUX. SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.8%				
	Euroeta (η)	98.7%				
	Max. Standby Consumption (Pnight)	< approx. 50W/per module				
	Control Power Supply	400V / 230VAC–6kVA power supply available for external equipment (optional)				
CABINET	Dimensions [WxDxH] [mm]	3038x945x2198	3751x945x2198	4464x945x2198	5177x945x2198	5890x945x2198
	Weight (kg)	2635	3290	3945	4600	5255
	Air Flow	Bottom intake. Exhaust top rear vent.				
	Type of ventilation	Forced air cooling				
ENVIRONMENT	Degree of protection	IP54				
	Permissible Ambient Temperature	-35°C[3] to 60°C / Active Power derating >50°C				
	Relative Humidity	0% to 100% non condensing				
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)				
	Noise level [4]	< 79 dBA				
CONTROL INTERFACE	Interface	Graphic Display (inside cabinet) / Optional Freesun App				
	Communication protocol	Modbus TCP/IP				
	Power Plant Controller	Optional				
	Keyed ON/OFF switch	Standard				
	Digital I/O	User configurable				
	Analog I/O	User configurable				
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Floating PV array: Isolation Monitoring per MPP Grounded PV Array (Positive pole and negative pole): GFDI protection Optional PV Array transfer kit: GFDI and Isolation monitoring device				
	Humidity control	Active Heating				
	General AC Protection & Disconn.	Circuit Breaker				
	General DC Protection & Disconn.	External Disconnecting Unit Cabinet				
	Module AC Protection & Disconn.	AC contactor & fuses				
	Module DC Protection	DC fuses				
	Overvoltage Protection	AC and DC protection (type 2)				
CERTIFICATIONS	Safety	IEC 62109 (pending)				

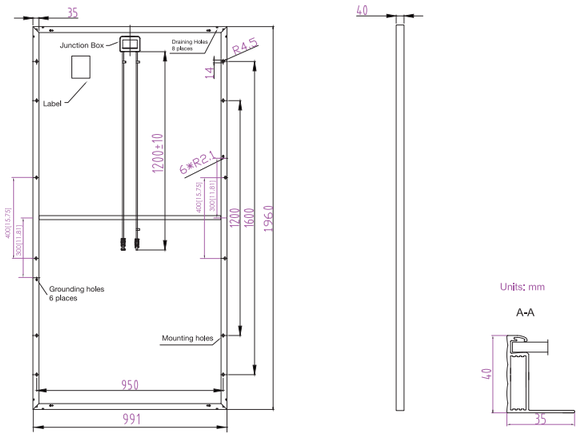
NOTES
[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1. Consult Power Electronics for derating curves.
[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVAr)=\sqrt{(S(kVA)^2-P(kW)^2)}$
[3] Heating kit option required below -20°C.
[4] Sound pressure level at a distance of 1m from the rear part.

JA SOLAR

JAM6(K)-72/340-360/PR/1500V
F 40-35

Engineering Drawings





■ customized cable length available upon request

MECHANICAL PARAMETERS

Cell (mm)	Almost Full Square Mono 156.75x156.75
Weight (kg)	23 (approx)
Dimensions (L×W×H) (mm)	1960×991×40
Cable Cross Section Size (mm^2)	4
No. of Cells and Connections	72 (6×12)
Junction Box	IP67, 3 diodes
Connector	Amphenol UTX
Packaging Configuration	27 Per Pallet

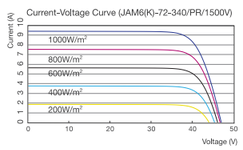
WORKING CONDITIONS

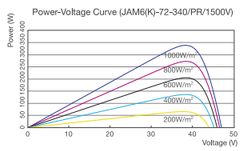
Maximum System Voltage	DC 1500V (IEC)
Operating Temperature	-40℃~+85℃
Maximum Series Fuse	15A
Maximum Static Load, Front Maximum Static Load, Back	5400Pa (112 lb/ft^2) 2400Pa (50 lb/ft^2)
NOCT	45±2℃
Application Class	Class A

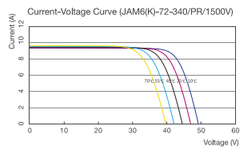
ELECTRICAL PARAMETERS

TYPE	JAM6(K)-72-340/PR/1500V	JAM6(K)-72-345/PR/1500V	JAM6(K)-72-350/PR/1500V	JAM6(K)-72-355/PR/1500V	JAM6(K)-72-360/PR/1500V
Rated Maximum Power at STC (W)	340	345	350	355	360
Open Circuit Voltage (Voc/V)	46.86	47.05	47.24	47.45	47.66
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	38.18	38.39	38.58	38.76	38.96
Short Circuit Current (Isc/A)	9.46	9.54	9.61	9.69	9.78
Maximum Power Current (Imp/A)	8.91	8.99	9.07	9.16	9.24
Module Efficiency [%]	17.50	17.76	18.02	18.28	18.57
Power Tolerance (W)	-0~+5W				
Temperature Coefficient of Isc (αIsc)	+0.060%/℃				
Temperature Coefficient of Voc (βVoc)	-0.300%/℃				
Temperature Coefficient of Pmax (γPmp)	-0.390%/℃				
STC	Irradiance 1000W/m^2, Cell Temperature 25℃, Air Mass 1.5				

I-V CURVE







NOCT

TYPE	JAM6(K)-72-340/PR/1500V	JAM6(K)-72-345/PR/1500V	JAM6(K)-72-350/PR/1500V	JAM6(K)-72-355/PR/1500V	JAM6(K)-72-360/PR/1500V
Max Power (Pmax) [W]	248.57	252.23	255.89	259.55	263.20
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	43.18	43.39	43.61	43.84	44.08
Max Power Voltage (Vmp) [V]	35.06	35.33	35.59	35.81	36.03
Short Circuit Current (Isc) [A]	7.68	7.74	7.81	7.88	7.95
Max Power Current (Imp) [A]	7.09	7.14	7.19	7.25	7.31
Condition	Under Normal Operating Cell Temperature, Irradiance of 800 W/m^2, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20℃, wind speed 1 m/s				

Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

JA Solar 10.2016

JA SOLAR

PERCIUM

Mono 72/340-360/PR/1500V
F 40-35

350W Mono 72Cells
20W > Average

Harvest the Sunshine
Premium Cells, Premium Modules

www.jasolar.com

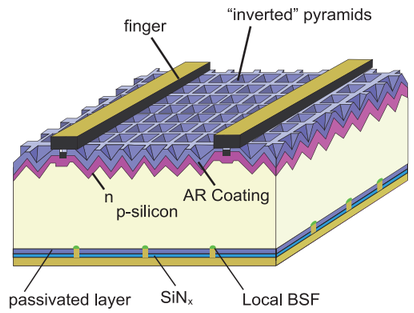
JA SOLAR

Harvest the Sunshine
Premium Cells, Premium Modules

Percium Cell

- The mono cell technology with passivated backside and local BSF
- >20.6% average mass production efficiency

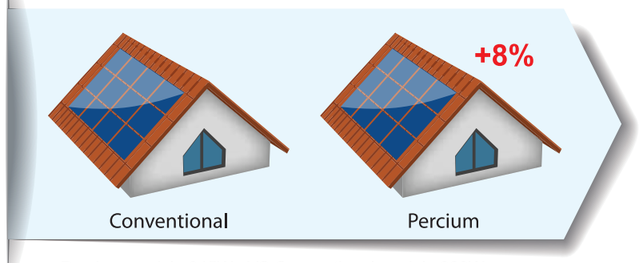
Average Mass Production Efficiency >20.6%



More Power Per m²

Higher conversion efficiency - more power production per unit area

Benefit: 8% More Power



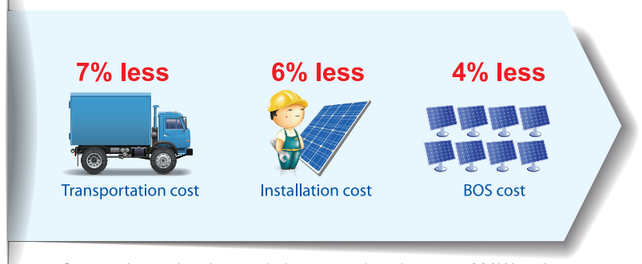
Percium module 345Wp VS Conventional module 320Wp

Lower System Cost

Higher conversion efficiency help you save

- Transportation cost
- Installation cost
- BOS cost

Benefit: Save System Costs Per Watt

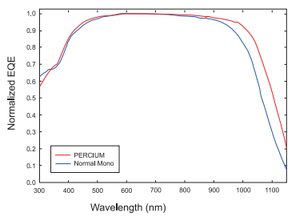


Cost saving estimation made by comparison between 320W and 345W modules

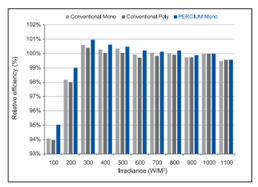
Excellent Low-light Performance

Enhanced spectral response at longer wavelength boosts low-light performance, which can produce more than 3% additional power compared with conventional module at system side.

Benefit:Excellent Low-light Performance



EQE—External quantum efficiency



Relative module efficency comparison under different irradiance

Source: TÜVRheinland

JA SOLAR

Harvest the Sunshine
Premium Cells, Premium Modules

High Reliability

- Long-term reliability tests
- Harsh climate environment endurance tests
- PID-resistance tests
- Certified by TÜV SÜD and ETL
- Industry-leading cell tecnology
- High quality components from best suppliers
- Manufacturing inspected and certified by PI-Berlin and Solar-IF
- 100% in-house automatic manufacturing
- 2X 100% EL inspection ensuring defect-free

Fraunhofer

Other Features

Positive power tolerance: 0~+5W

Modules binned by current to improve system performance

Excellent mechanical load resistance: Certified to withstand high wind loads (2400Pa) and snow loads (5400Pa)

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL1703, CEC Listed, MCS and CE
- ISO 9001: 2008: Quality management systems
- ISO 14001: 2004: Environmental management systems
- BS OHSAS 18001: 2007: Occupational health and safety management systems
- Environmental policy: The first solar company in China to complete Intertek's carbon footprint evaluation program and receive green leaf mark verification for our products

Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.

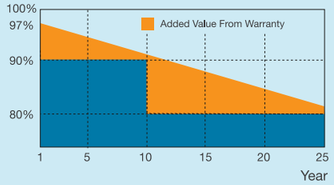
JA Solar Holdings Co., Ltd.

JA Solar Holdings Co.,Ltd is a world leading manufacturer of high-performance solar power products that convert sunlight into electricity for residential, commercial and utility-scale power generation. The company was founded in May 2005 and publicly listed on NASDAQ in February 2007. JA Solar has been the world's leading cell producer since 2010, and has firmly established itself as a tier 1 module supplier since 2012. Capitalizing on our strength in solar cell technology, we are committed to provide modules with unparalleled conversion efficiency, yield efficiency, and reliability to enable you to maximize your returns on PV projects. With its leading industry experience, continuous effort on R&D, customer-oriented service and sound financial status, JA Solar is your best choice of long-term trustworthy partner.

Add: Building No.8, Nuode Center, Automobile Museum East Road, Fengtai District, Beijing
Tel: +86 (10) 63611888
Fax: +86 (10) 63611999
Email: sales@jasolar.com market@jasolar.com

Product Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power warranty



Additional Insurance Options

PowerGuard SPECIALTY INSURANCE SERVICES
SOLAR INSURANCE & FINANCE

Partner Section

ANEXO III

CATÁLOGO DE CONCEPTOS IBERDROLA

Nº OFERTA: 7501512400010
OFERTANTE: Iberdrola Renovables, España S.A.U.
FECHA: 28-ene-15
Nº LICITACIÓN: AB3763189
ASUNTO: C.S.F. SANTIAGO 231 MW DC, MÉXICO

APARTADO E.T.	DESCRIPCIÓN	UNIDAD MEDIDA	CANT	PRECIO/U	TOTAL
1. INGENIERÍA					
4.9	Planos mecánicos, manual O&M, Prueba FAT operación/potencia, Garantía secuencial, procedimientos de emergencia, Especificación técnica, Hoja de datos, Descripción funcional, Bases de usuario, Filosofía de operación y Metodología pruebas SAT.	PA	1,00	9.000,00	9.000,00
	TOTAL INGENIERÍA				**9.000,00**
2. SUMINISTRO DE EQUIPOS, MONTAJE Y PRUEBAS PeM					
2.1	**BLOCK POWER**				
	INVERSOR HEC 1500/FS2300CU15PR8				
4.2.1	Inversor o convertidor CC-CA FS3000CH15-(HEC V1500)	PA	1,00	80.000,00	80.000,00
4.2.2	Panel solar fotovoltaíco JM6K-72-350/PR/1500 (0,31 €/W)	PA	11.520	110,00	1.267.200
4.2.3	Seguidor solar a 1 eje horizontal ST NORLAND H-1250 (Motorreductor/inclinómetro/anclajes/cuadro eléctrico)	PA	16	6.000	96.000,00
4.3	Caja de conexiones SOLAR INVERTER OEM 1000V (JB-ATEX)	PA	48	600	28.800,00
4.4	Envío y comissioning (ARANCEL CONFIDENCIAL)	PA	1,00	0,00	0,00
	TOTAL S.E. ENTRONQUE (sin Opciones)				**1.472.000,00**
	ENLACE-SE ENTRONQUE				
4.3 Punto 17	*SISTEMAS DE TRANSFORMACIÓN*	*PA*	*1,00*	*0,00*	*0,00*
4.4 Punto 7	*SISTEMAS DE INTERCONEXION, CABLEADO MT-AT, TENDIDO, CONEXIONADO Y PEM*	*PA*	*1,00*	*0,00*	*0,00*
4.4 Punto 7	*SISTEMAS DE COMUNICACIÓN, ALMACENAMIENTO Y MOTITOREO SCADA*	*PA*	*1,00*	*0,00*	*0,00*
	TOTAL Multiplicador - Alternador (Opciones)				***0,00***
2.2	**TRATAMIENTO DE EQUIPOS EN TALLER, ALMACEN TEMPORAL, MONTAJE Y DISPOSICIÓN FINAL**				
4.6	Tratamiento de residuos, disposición final.	PA	1,00	0,00	0,00
	Total tratamiento de pintura en taller				**0,00**
2.3	**EMBALAJES, CARGA Y DESCARGA, TRANSPORTES Y SEGUROS**				
4.5	Embalaje, carga y descarga, transportes y seguros (GRUAS GRAP)	PA	1,00	0,00	0,00
	TOTAL Transportes, carga y descarga, embalajes y seguros				**0,00**
	TOTAL FABRIC. O REHAB. PIEZAS Y SUMINIST. (sin Opciones)				***1.472.000,00***
3. REHABILITACIÓN EN LA INSTALACIÓN					
3.1	**REHABILITACIÓN FINAL BP-COMISSIONING**				
	Desmontaje, montaje y pruebas				
4.1; 4.1.1 y 4.1.2	Desmontaje del Grupo completo y equipos auxiliares necesarios.	PA	1,00	0,00	0,00
4.7; 4.7.1 y 4.7.2	Montaje del Grupo completo y equipos auxiliares correspondientes.	PA	1,00	0,00	0,00
4.7 y 4.7.3	Pruebas de recepción y funcionales de puesta en servicio del Grupo	PA	1,00	0,00	0,00
	TOTAL Desmontaje, montaje y puesta en servicio del Grupo				**0,00**
	Tratamiento de protección anticorrosiva y pintura en la instalación				
4.6	Tratamiento de protección anticorrosiva y pintura del grupo en central	PA	1,00	0,00	0,00
	TOTAL Tratamiento de pintura				**0,00**
	TOTAL REHABILITACIÓN EN LA INSTALACIÓN				***0,00***

IMPORTE TOTAL (sin opciones)	***1.481.000***
Valoración conjunta de opciones	**0,00**

OBSERVACIONES:
+++
+++

INFORMACIÓN DE SUBCONTRATACIÓN

EMPRESA	SERVICIO	PRECIO REPERCUTIDO

PRECIOS INFORMATIVOS DE MONTAJES

UNIDAD MEDIDA	CATEGORÍA LABORAL	PRECIO/UNIDAD
Hora normal	Jefe de trabajo	25,00
Hora normal	Encargado	20,00
Hora normal	Oficial 1ª	15,00
Hora normal	Oficial 2ª	15,00
Hora normal	Oficial 3ª	15,00
Hora normal	Peón	15,00
	***HORAS EXTRAS** : Incremento sobre las Horas Normales*	0,00%
	***HORAS NOCTURNAS/FESTIVAS** : Incremento sobre las Horas Normales*	0,00%

MAQUINARIA Y EQUIPOS MAS IMPORTANTES

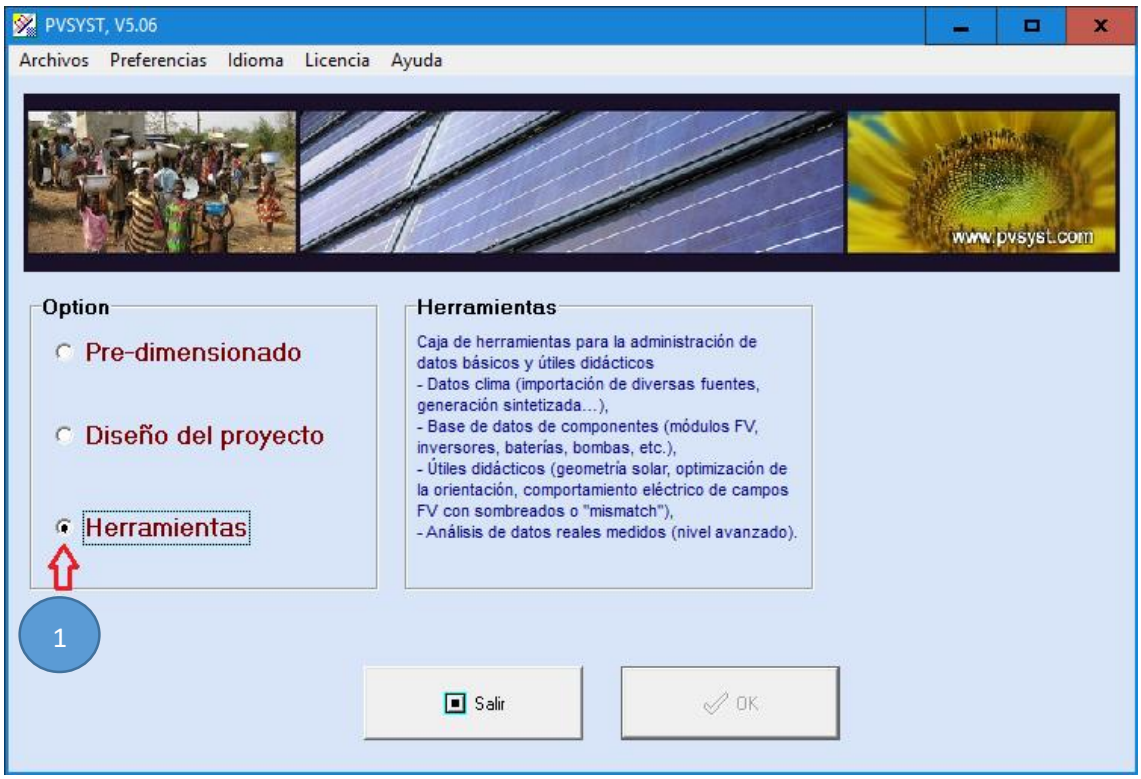
TIPO DE MAQUINA Y CARACTERÍSTICAS	PRECIO/DIA
Retroexcabadora de pala simple	-
Grua tipo GIAP 15 Ton	-
Camión de carga con techumbre 3 Ton	-
Almacen temporal	-
Almacen temporal Residuos	-
Campamento temporal	-

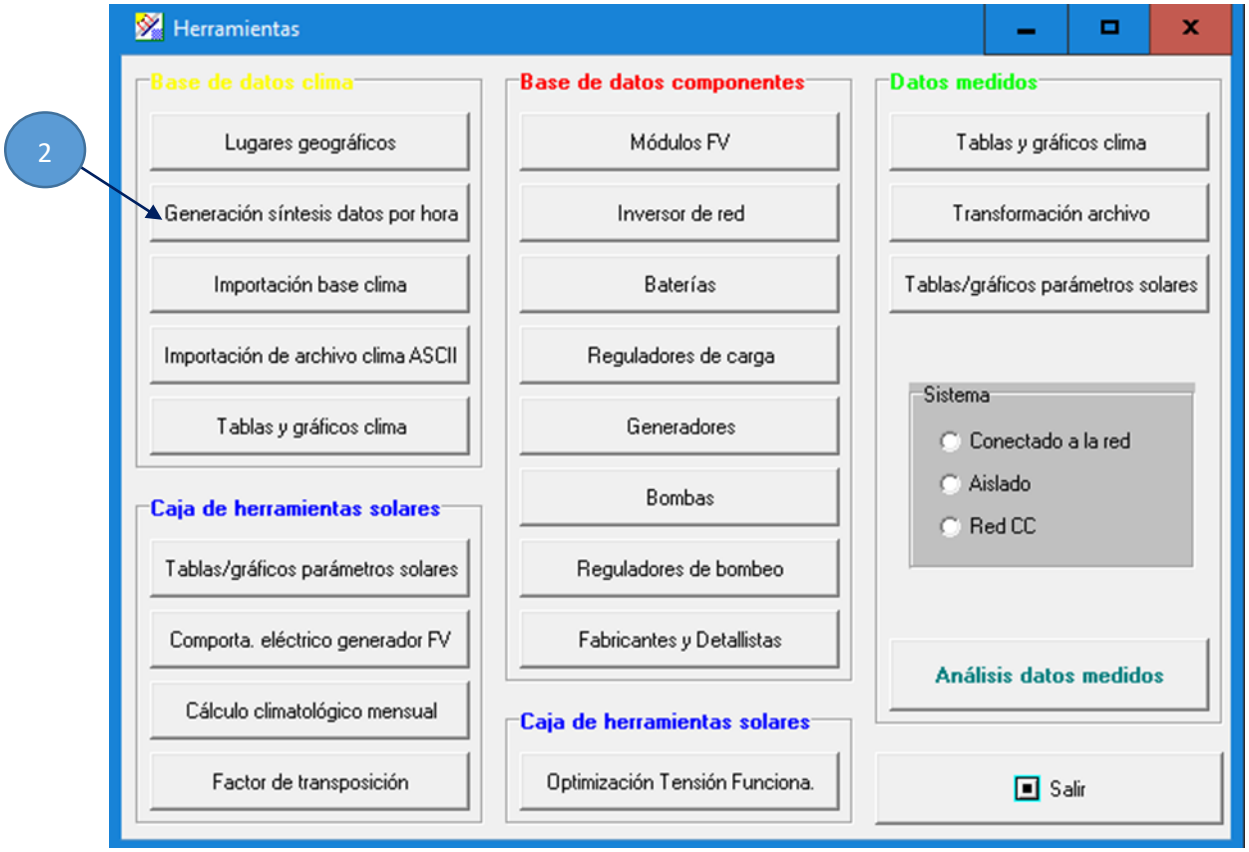
ANEXO IV

MANUAL DE INSERCIÓN DE DATOS EN PVSYST

Inserción de datos en PVsyst para 1 "Block power" de CSF Santiago en 1 día específico.

Primeramente, ya que la base de datos no cuenta con una localidad exacta de México, insertamos los datos del sitio de implantación de la CSF, para poder disponer de estos al momento de crear el proyecto.





En caso de no contar con la ubicación exacta del sitio de implantación del proyecto, es recomendable seleccionar una estación de monitoreo del clima del país correspondiente, seleccionando la estación más cercana a la localidad a llevar a cabo el proyecto, esto con la finalidad de contar con datos estadísticos climatológicos.

En México, se cuenta con estaciones de monitoreo automáticas (EMAS), estas forman parte del Servicio Meteorológico Nacional (SMN) y registran y transmiten información meteorológica de forma automática de los sitios donde están estratégicamente colocadas.

Su función principal es la recopilación y monitoreo de algunas Variables Meteorológicas para generar archivos del promedio de cada 10 minutos de todas las variables.

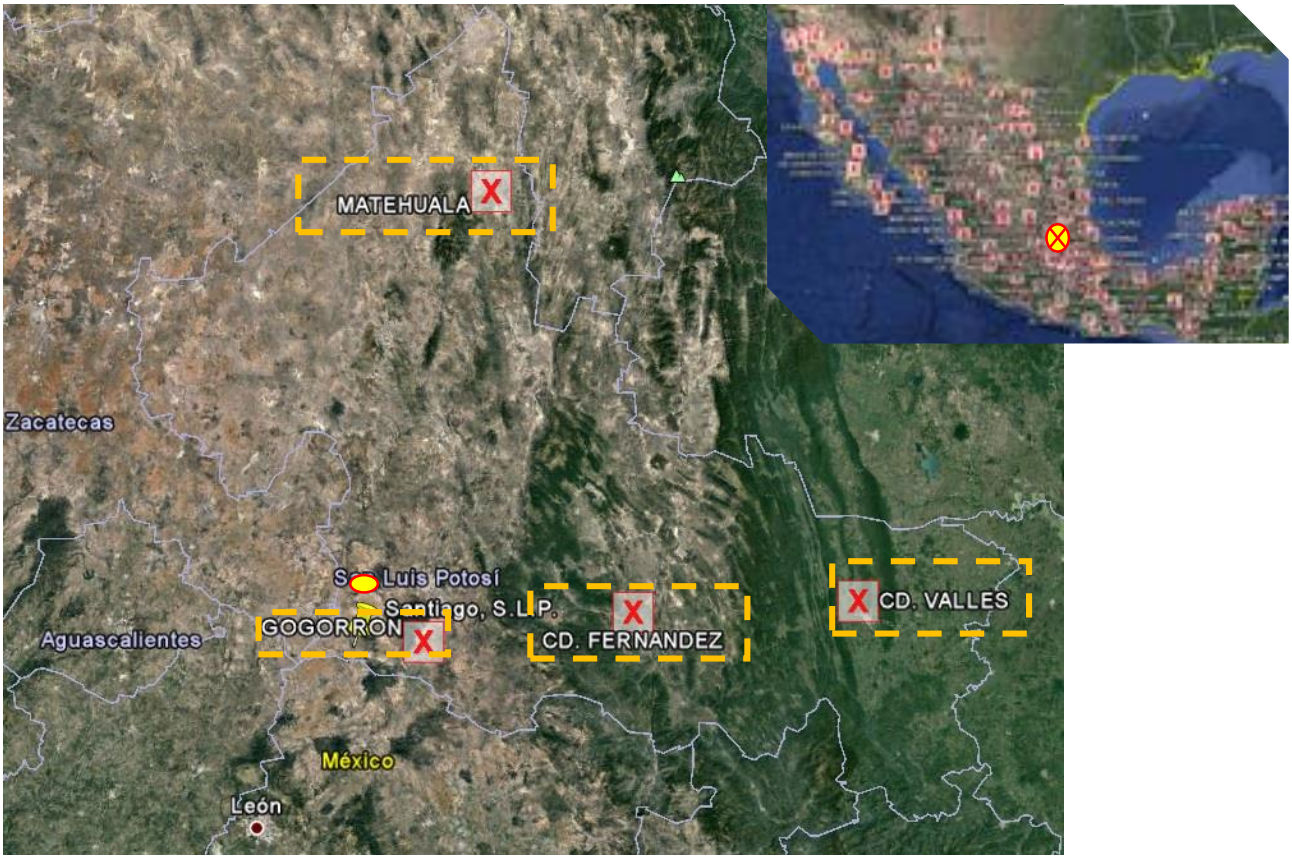


Figura A1. EMAS disponibles en la localidad del proyecto

✖ EMAS en San Luis Potosí
Santiago, S.L.P. (Localidad del proyecto)

ESTADO	NOMBRE	Latitud N	Longitud W	Altitud (m)	Instalación en sitio
SAN LUIS POTOSI	CIUDAD FERNÁNDEZ	21°56'10.8"	100°01'18.2"	1009	20-dic-07
SAN LUIS POTOSI	CIUDAD VALLES	21°58'47"	099°01'51"	58	17-nov-04
SAN LUIS POTOSI	GOGORRON	21°48'40.1"	100°56'24.8"	1809,58	13-nov-12
SAN LUIS POTOSI	MATEHUALA	23°38'51"	100°39'27"	1627	10-dic-02
SINALOA	EL FUERTE	26°24'41"	108°37'03"	82	27-dic-07

Tabla A1. Posicionamiento de EMAS disponibles-SMN

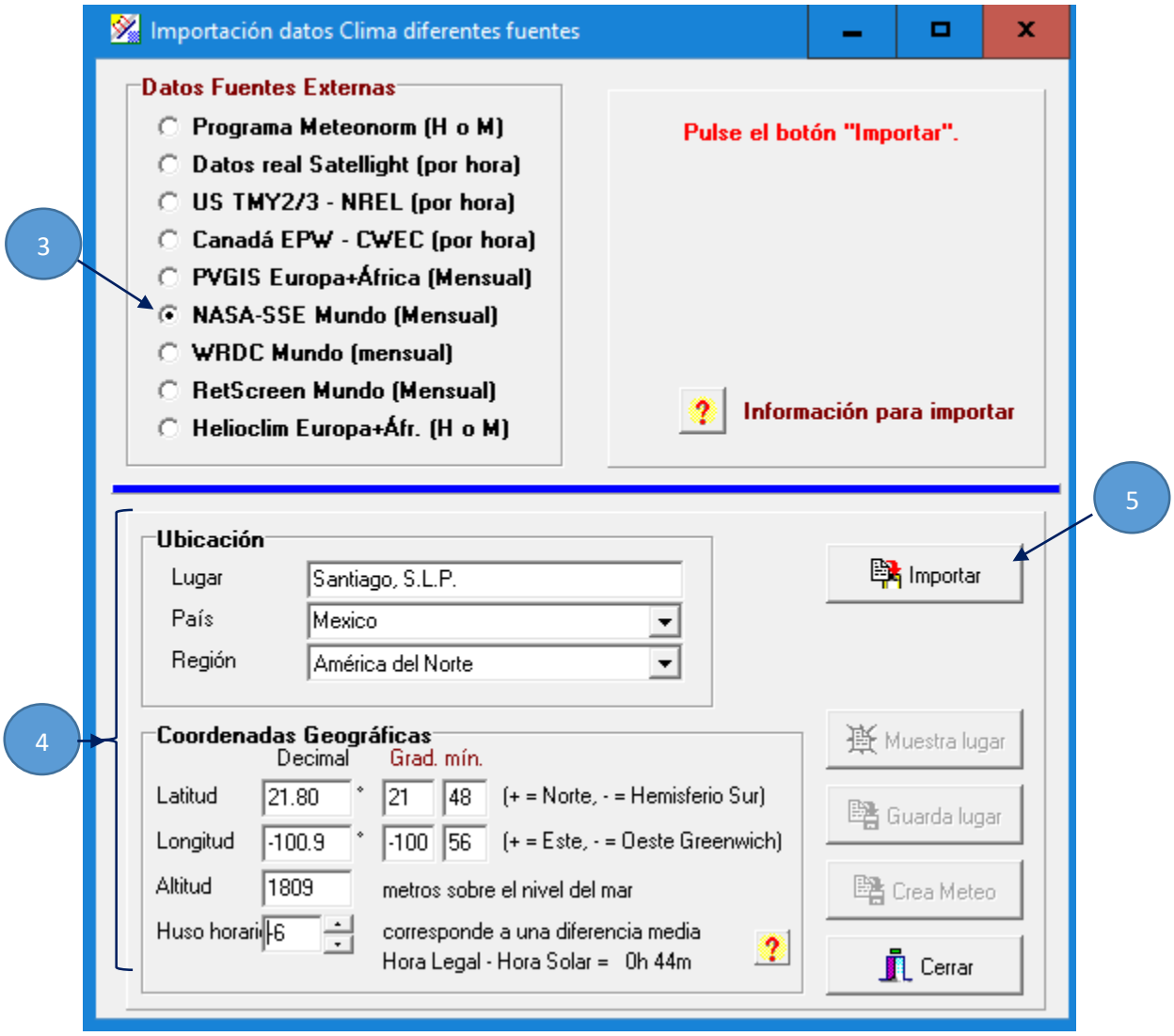


Figura A2. Recuadro de configuración de localización del sitio.

3 Seleccionamos la base de datos de la NASA, debido a que esta es la más completa y al mismo tiempo requiere de menos parámetros del sitio.

4 Posteriormente nombramos la localidad junto con el estado, país y región cuyo caso es América del Norte, seguido de esto requerimos indicar los siguientes parámetros:

- Latitud
- Longitud
- Altitud (m)
- Uso horario (UTC)

5 Al ingresar los parámetros de la zona de implantación, seleccionamos "importar" con esto enviaremos los datos solicitados al simulador a la base de datos principal.

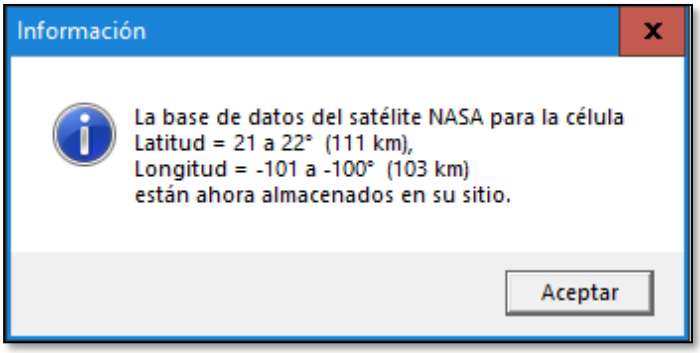


Figura A3. Recuadro de confirmación.

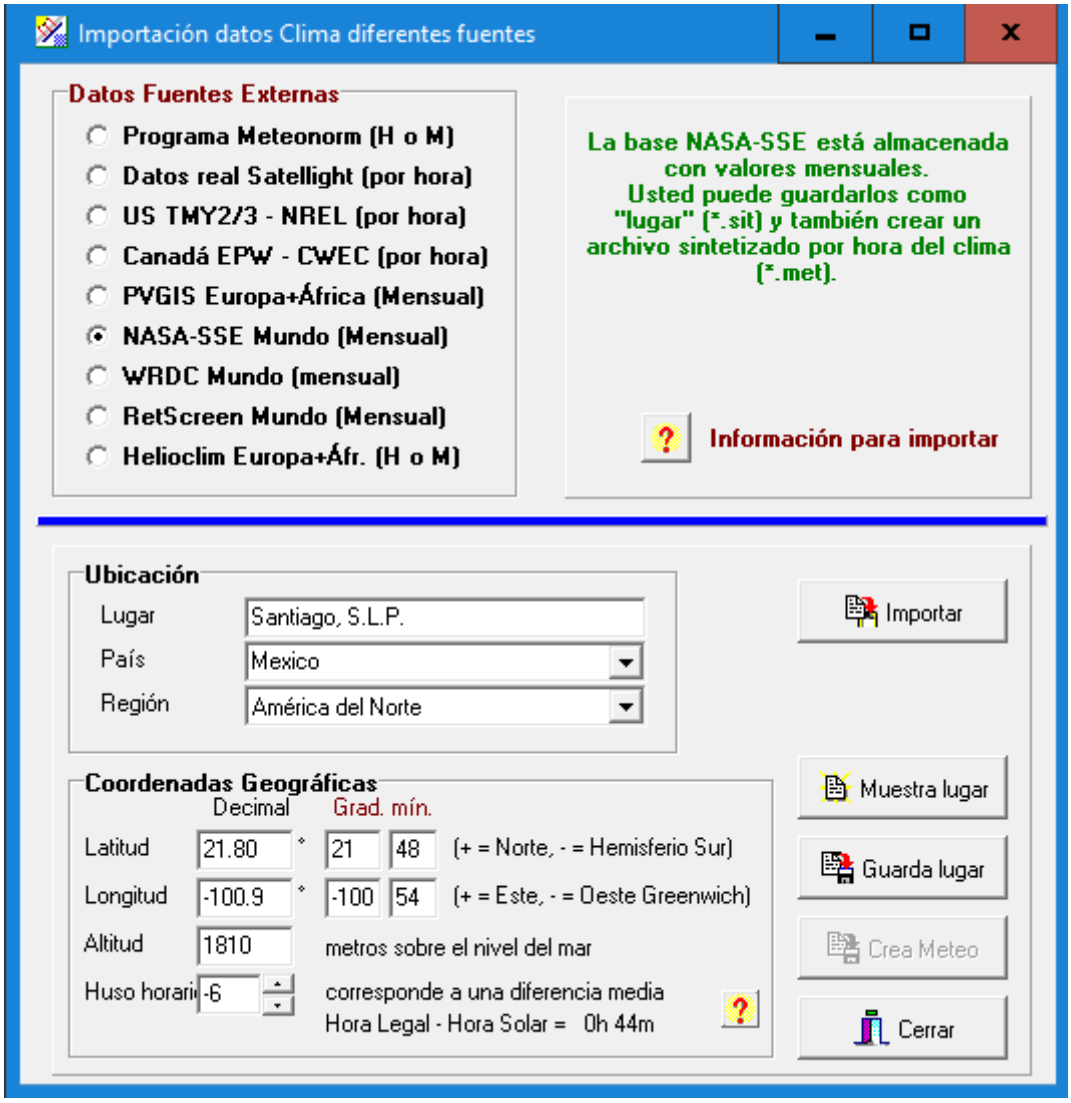


Figura A4. Validación en importación a base de datos del simulador (localización).

Una vez finalizado con la importación de datos climatológicos del sitio en la base de datos, procedemos a dimensionar el módulo fotovoltaico, recolectando la información de la Hoja de datos proporcionada por la compañía Iberdrola:

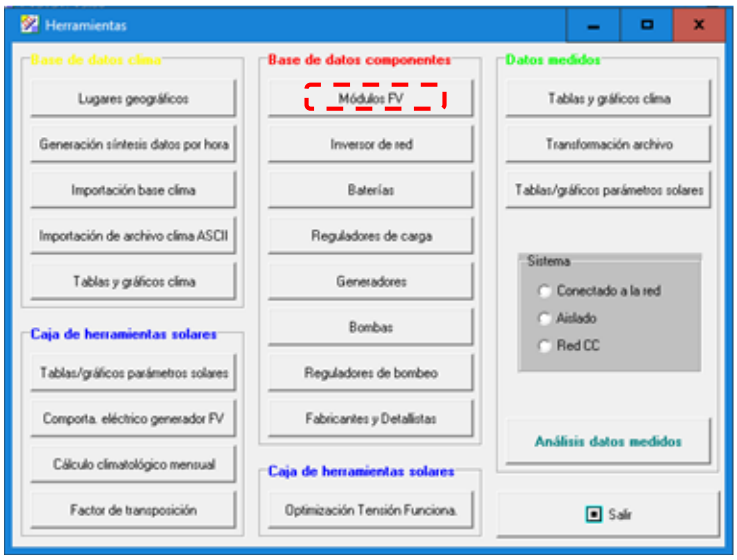
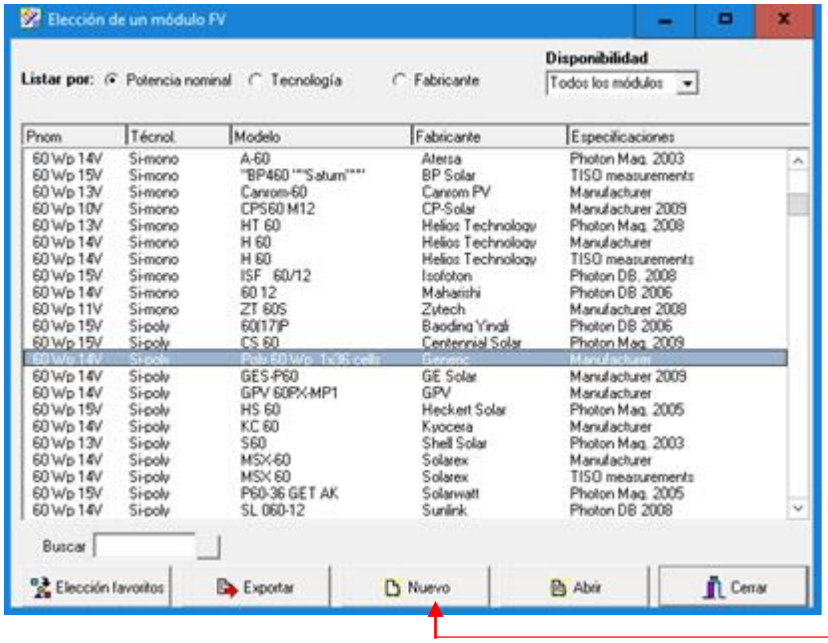
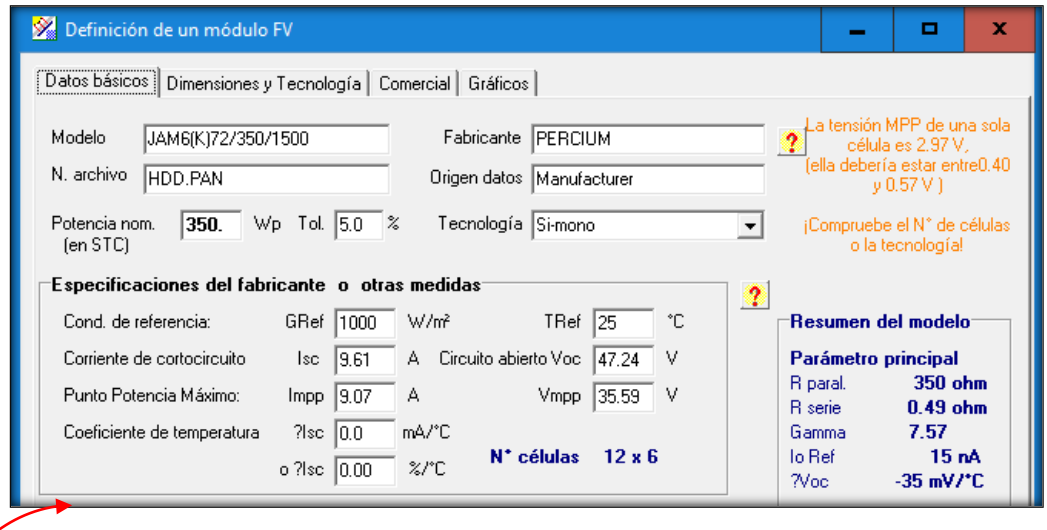


Figura A5. Configuración de panel solar, inserción de parámetros.

Manual de inserción de datos en PVsyst

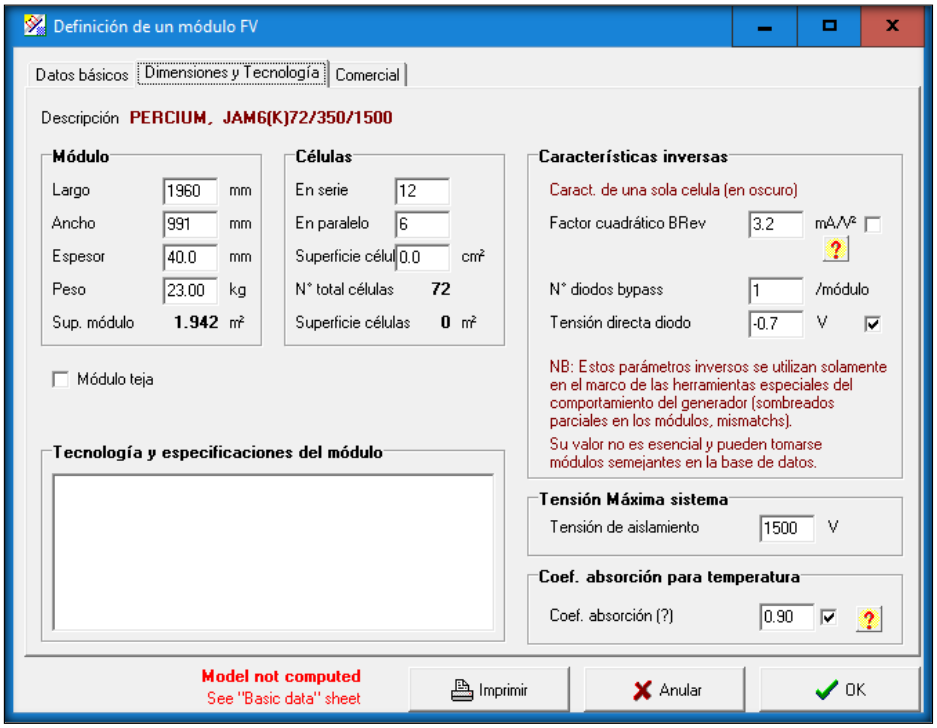


PVsyst nos presenta una base de datos donde alberga distintos modelos de paneles, en caso de no encontrar uno con las características deseadas se procederá a generar uno nuevo con las características de nuestra hoja de datos proporcionada por el fabricante.



En estas secciones definimos los parámetros de operación del módulo indicados en condiciones estándar (NOCT), así como las dimensiones.

Al haber concluido, pulsamos "ok", guardar "save" y cerrar, en automático la exportará a nuestra base de datos de proyecto.



Realizamos el mismo procedimiento de configuración para el inversor deseado con el que contamos, esto en base a la información proporcionada por el departamento de Ingeniería de Iberdrola Renovables (empleando hoja de datos del equipo):

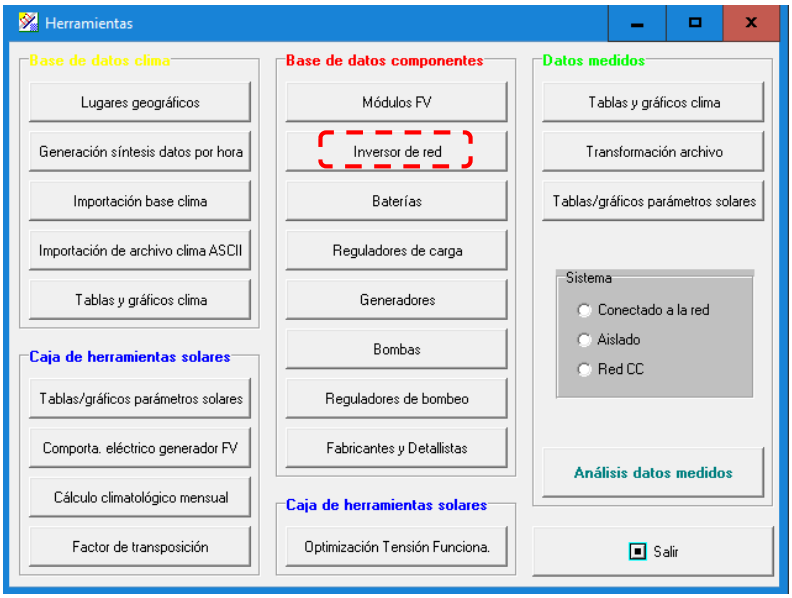


Figura A6. Acceso a plantilla de configuración de inversor.

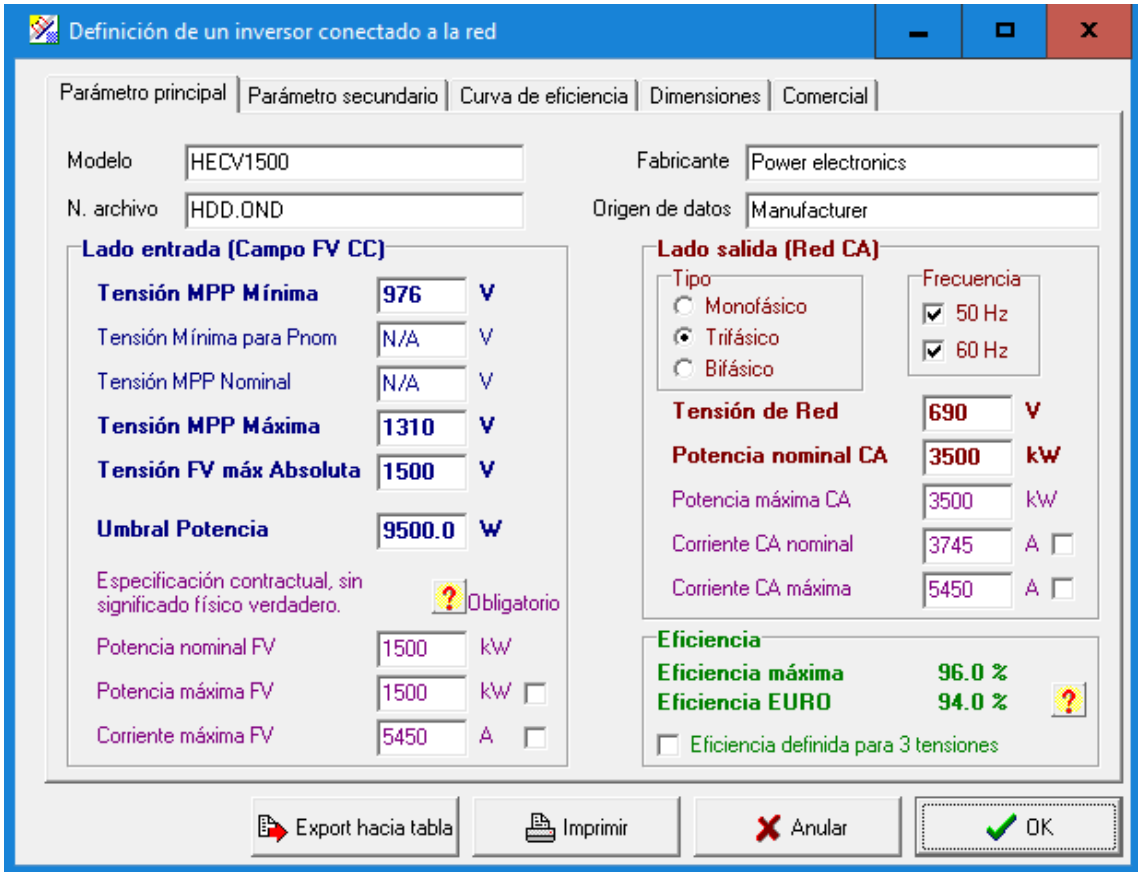


Figura A7. Configuración de Inversor, inserción de parámetros.

En el caso del inversor de red, es imprescindible especificar los parámetros de entrada (Tensión MPP máx, mínima "MPPt @full power VDC" y absoluta "Maximun DC Voltage") de nuestra hoja de datos.

En parámetros de salida, (Potencia nominal "AC Ouput Power KVA/KW" y tensión de red) de nuestra hoja de datos.

Diseño del proyecto

Una vez dimensionado el proyecto en la base de datos, cerramos y pulsamos "Salir", seguido de esto nos direccionara a la interfaz principal en donde proseguiremos de acuerdo a la secuencia indicada en la siguiente imagen:

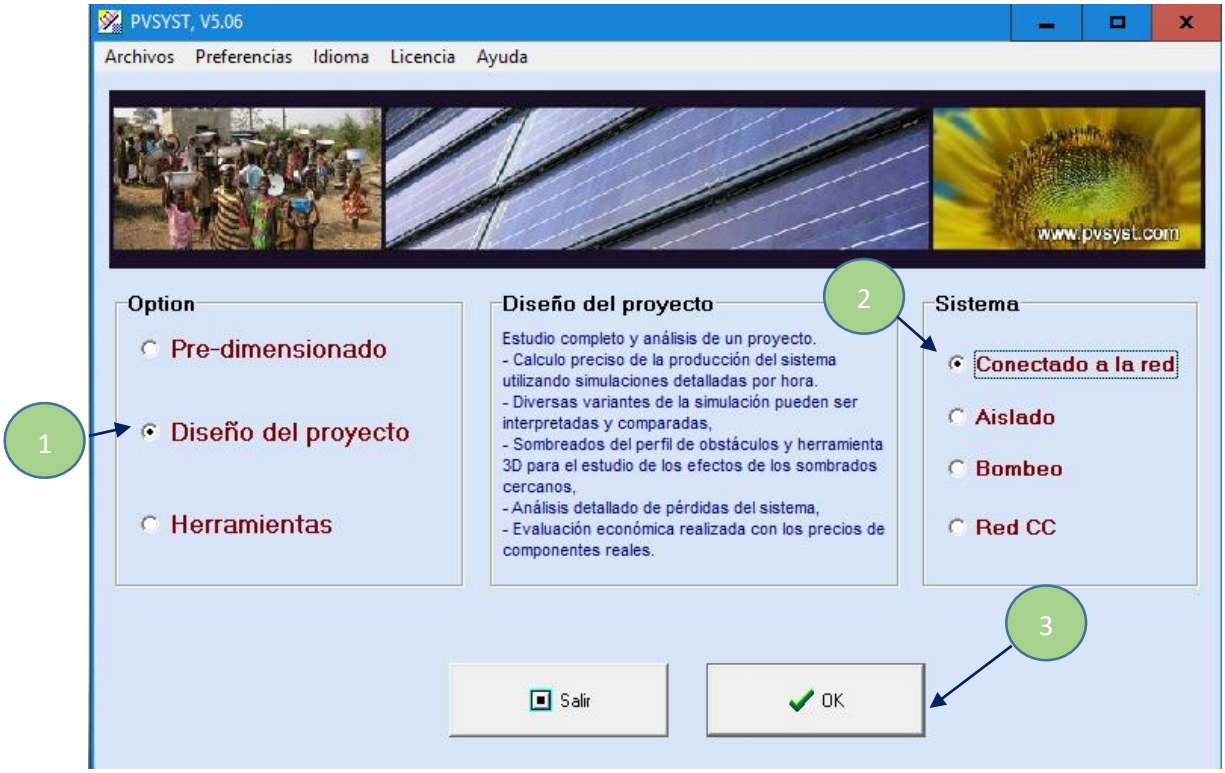


Figura A8. Interfaz principal, selección de tipo de generador.

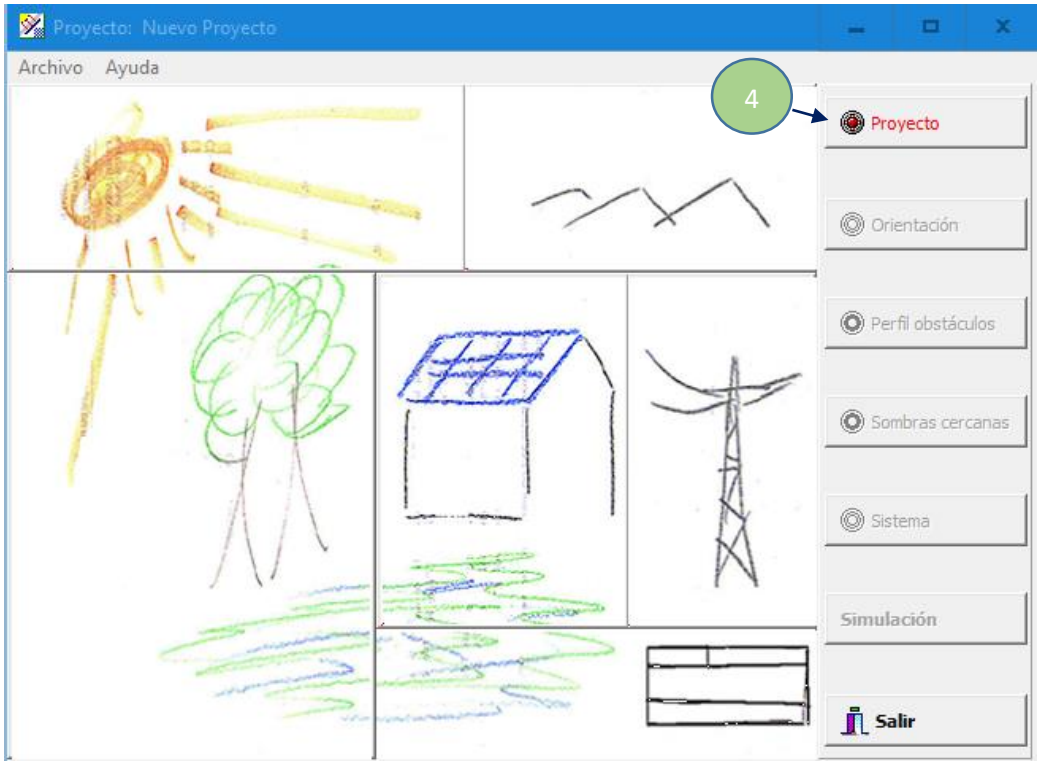


Figura A9. Interfaz de modelado de granja solar.

6 Asignamos los datos generales del proyecto y seguido de esto pulsamos "Estación meteorológica" para extraer los datos climatológicos correspondientes a las coordenadas indicadas inicialmente.

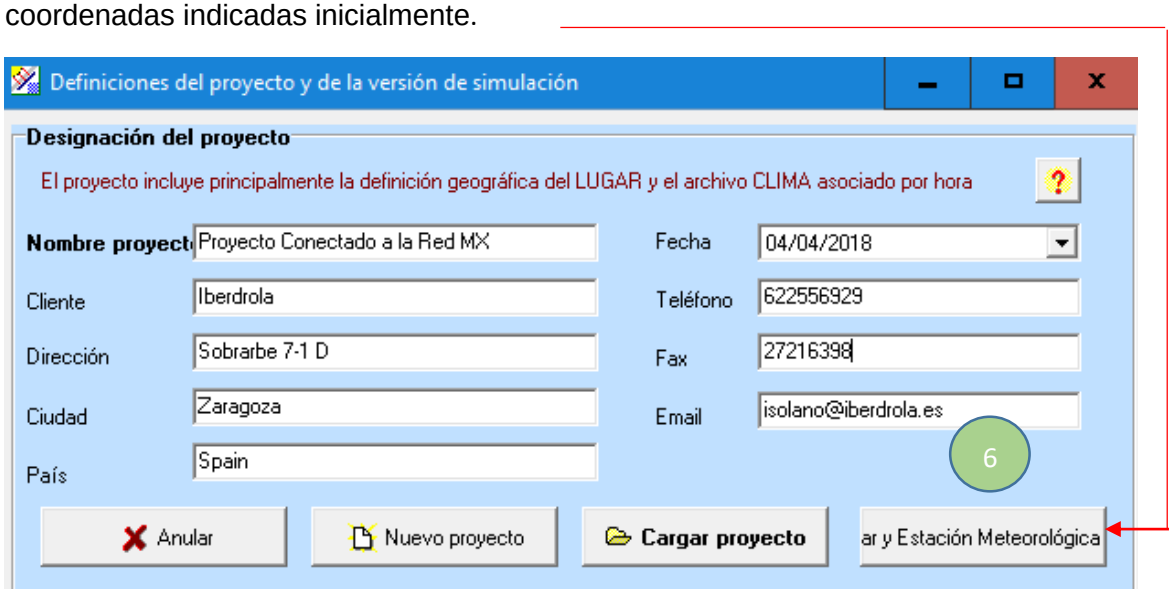


Figura A10. Datos del diseñador/proveedor.

Seleccionamos **País**, **Lugar** (Creado inicialmente según nuestras coordenadas) y proseguimos con verificar el "**Albedo**" proporcionado por el simulador de acuerdo a la climatología del lugar.

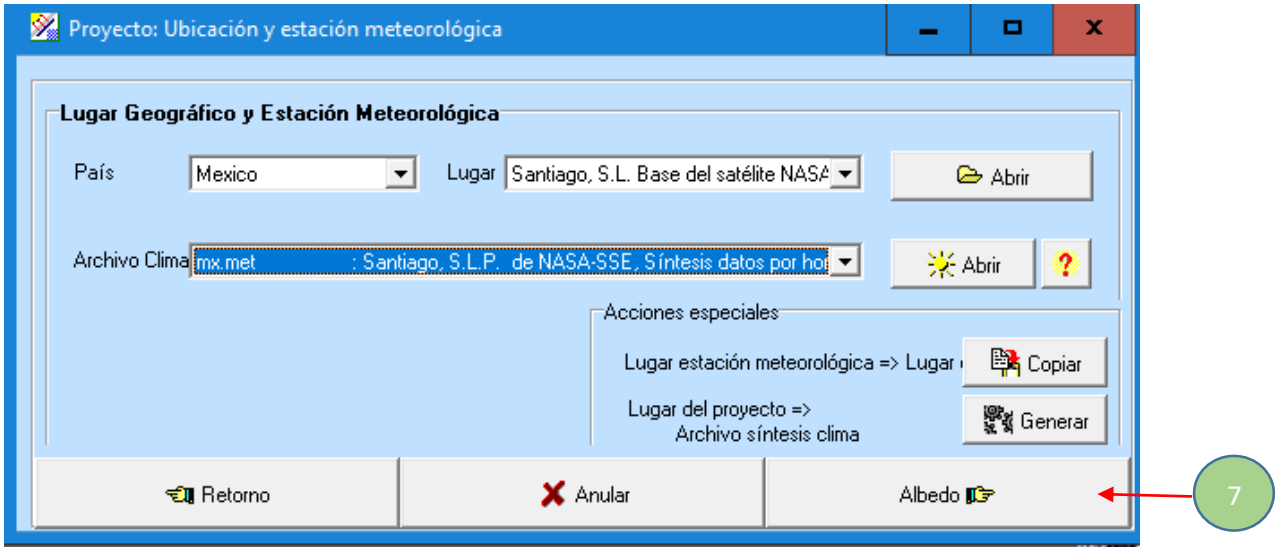


Figura A11. Seleccionamos el archivo creado en la fase de herramientas-clima-sitio.

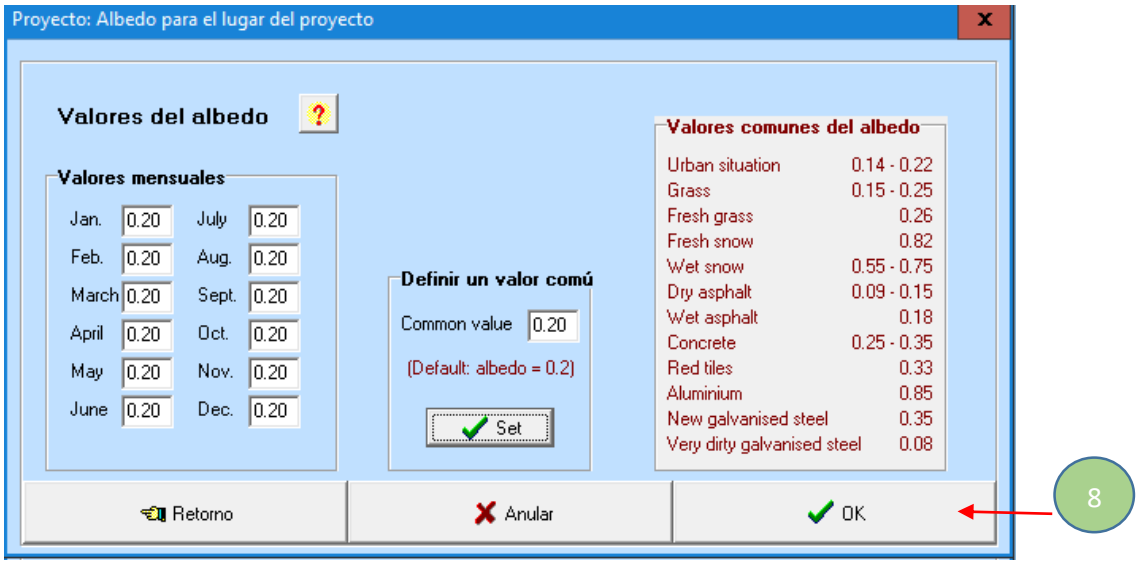


Figura A12. Validación de albedo.

Orientación

El siguiente paso, será la variante de nuestra simulación ya que en esta sección "Orientación" se define el sistema de seguimiento en donde inicialmente seleccionaremos un sistema sin seguimiento (1.- plano inclinado fijo), la inclinación (2.- La latitud de la localidad +6°) y pulsamos "ok"

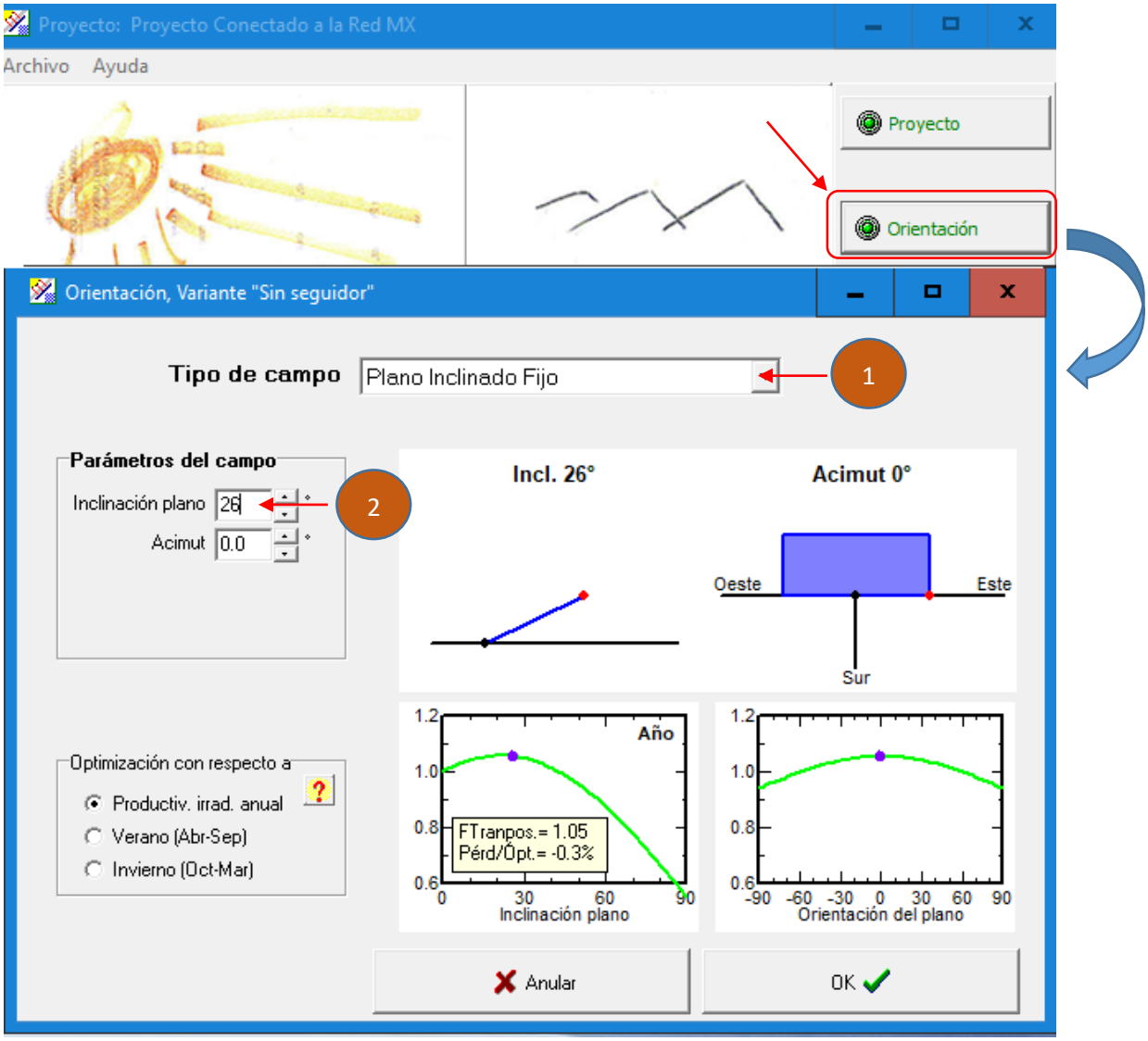
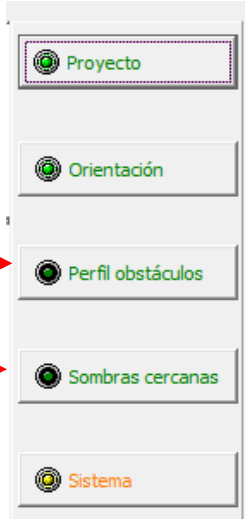
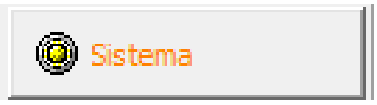


Figura A13. Selección de sistema de seguimiento (en este caso es fijo).

Las siguientes dos secciones no se adecuarán debido a que, por la naturaleza del proyecto, no tienen injerencia en nuestro análisis, por lo tanto, simplemente pulsaremos como válido "OK".



Sistema



La configuración del sistema se basa en tres (3) pasos principales:

1.- Elegir el módulo fotovoltaico (dimensionado inicialmente en la base de datos).

2.- Elegir el inversor (igualmente configurado en la base de datos previo al inicio del proyecto).

3- Configuración de los paneles (N. de módulos en serie/strings).

Es conveniente saber que, para este último paso, nos veremos limitados a un número máximo de módulos en serie, esto determinado por la tensión de circuito abierto del panel (Voc 47,24 V) y el máximo voltaje permitido a la entrada del inversor (1500 V)-→(1500/47,24=31).

4.-Una vez que sabemos el número máximo de paneles en serie (definido en el párrafo anterior), igualmente calculado por PVsyst, elevamos el N. de cadenas hasta conseguir el número de paneles (módulos) deseados.

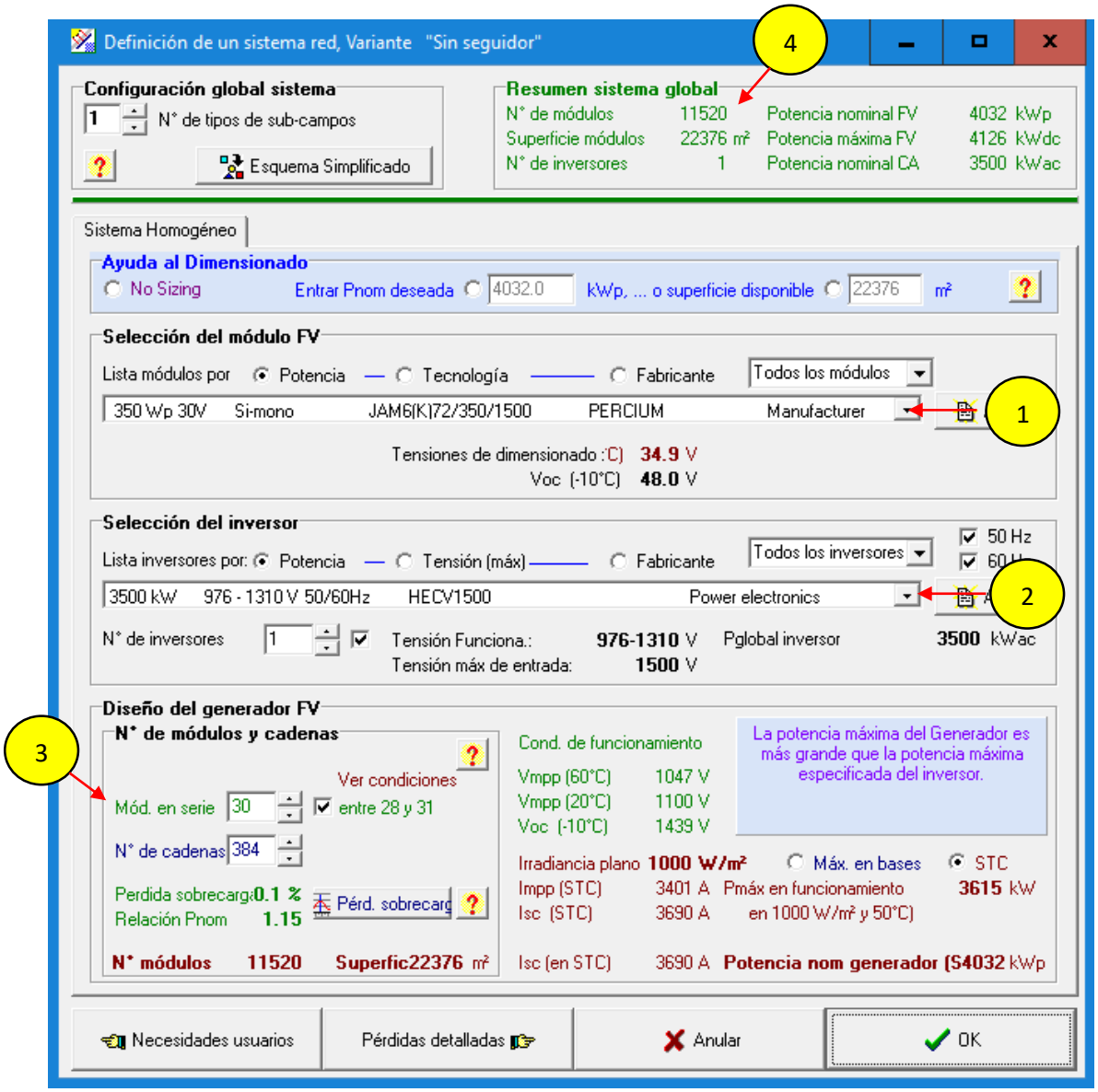


Figura A13. Selección de panel, inversor y configuración de strings.

Simulación

Una vez definidos los parámetros para un sistema fijo, realizamos ok en la configuración de “Sistema” y podemos proseguir a correr la simulación para el día del año seleccionado (21 de enero).

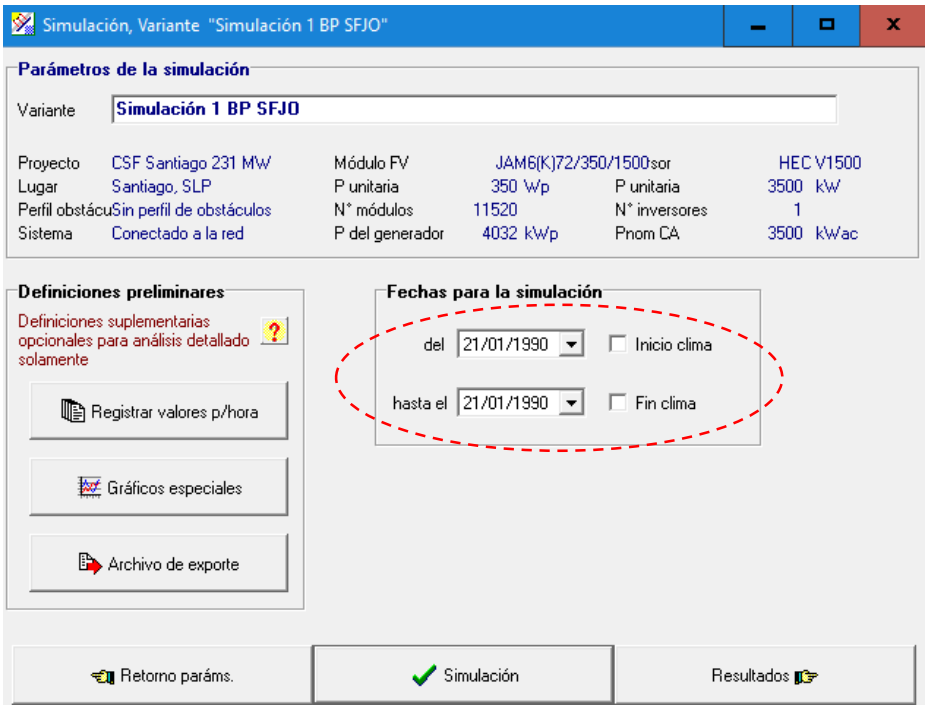


Figura A14. Periodo de simulación deseado.

Una vez completada la información requerida por PVsyst para realizar el análisis, se procede a realizar la simulación, arrojando el siguiente resultado en donde ya podemos apreciar la producción del sistema, pérdidas y producción específica.

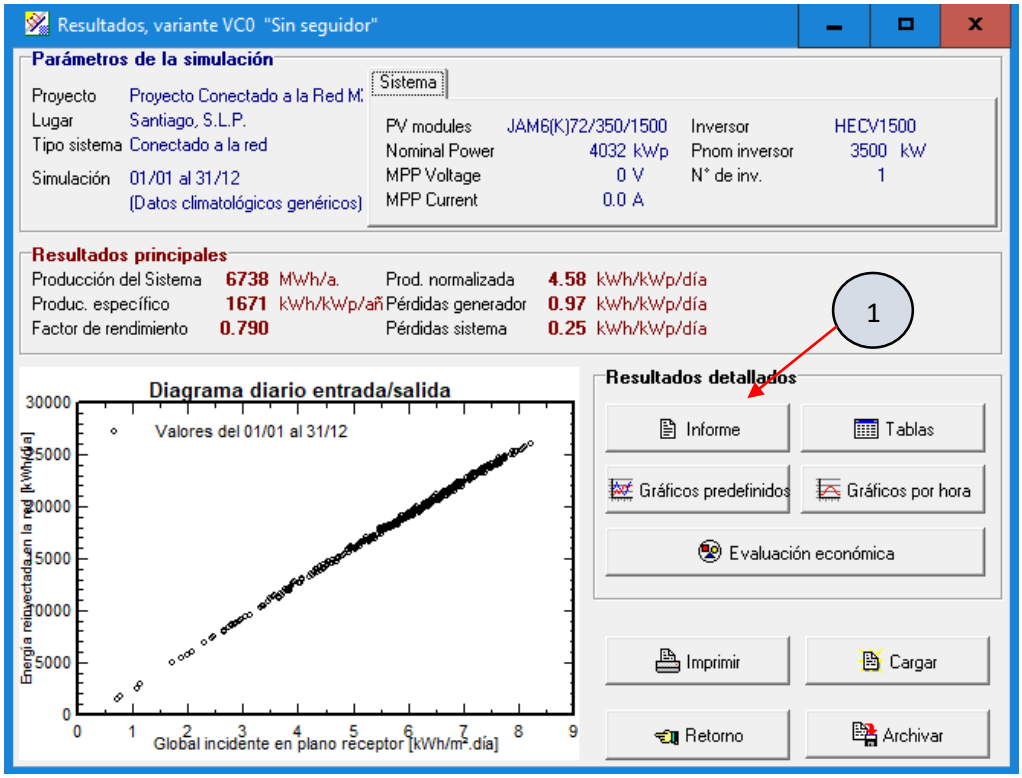
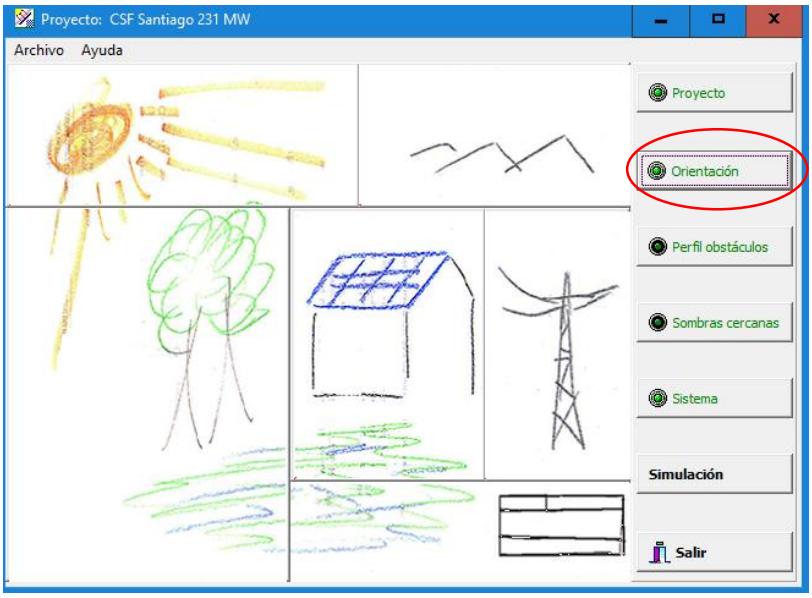


Figura A15. Generación de resultados (informe).

Simulación en PVsyst con sistema de seguimiento a 1 eje Este-Oeste

Ahora bien, una vez que ya tenemos configurado nuestro bloque de potencia con las características más relevantes del mismo como son las condiciones geográficas del sitio (localización), parámetros operativos de nuestras tecnologías seleccionadas, configuración, etc; retornamos a la sección de "Orientación" para simular nuestro bloque de potencia con sistema de seguimiento.

Orientación



"Nuevamente ingresamos a esta fase de la configuración, como podemos observar en este momento ya todas nuestras casillas aparecen en color verde, indicando como cumplimentadas cada una de las secciones".

Figura A16. Interfaz de configuración de granja solar.

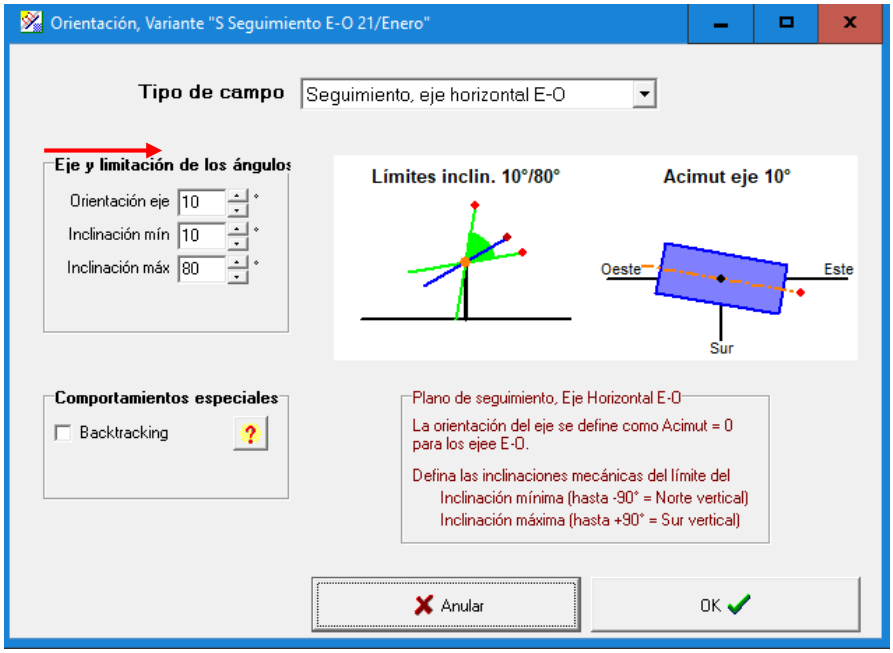


Figura A17. Selección de sistema de seguimiento deseado (ahora a 1 eje EO).

Seleccionamos en el campo desplegable, el sistema de seguimiento deseado.

Una vez seleccionado el sistema de seguimiento Este-Oeste, damos "Ok" y volvemos directo a la fase de "simulación".

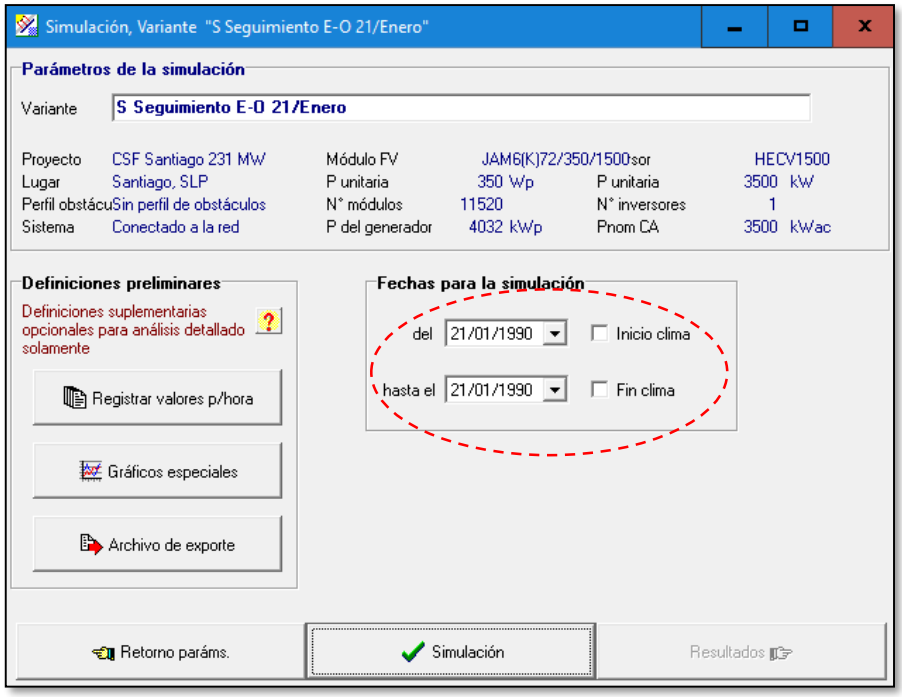


Figura A18. Periodo de simulación deseado.

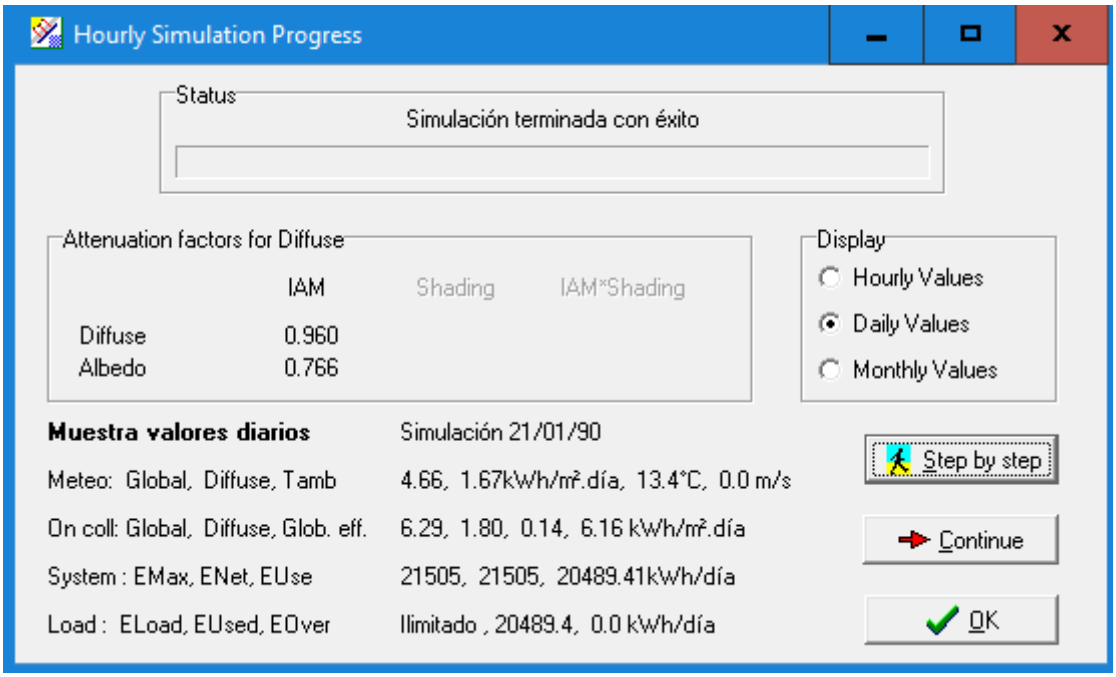


Figura A19. Término de simulación.

Como se indicó anteriormente, ingresamos a la sección de “Informe” para poder observar e identificar las características de nuestro diseño, principalmente las pérdidas y la energía inyectada a red disponible.